



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

PROYECTO FIN DE CARRERA

SIMULACIÓN DE UNA CENTRAL DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE TORRE CON DOS RECEPTORES PARA LA PRODUCCIÓN DE FRÍO

Autor: Mario Sánchez Tiemblo

Tutor: Carolina Marugán Cruz

Departamento: Ingeniería Térmica y de Fluidos / Térmica

Título: *Simulación de una central de concentración solar de torre con dos receptores para la producción de frío.*

Autor: Mario Sánchez Tiemblo

Tutor: Carolina Marugán Cruz

EL TRIBUNAL

Presidente: Ciro Vereda Ortiz

Departamento: Ingeniería Térmica y de Fluidos / Térmica

Secretario: Reyes Rodríguez Sánchez

Departamento: Ingeniería Térmica y de Fluidos / Térmica

Vocal: Miguel García Núñez

Departamento: Ingeniería Mecánica

RESUMEN

En la actualidad, en numerosas centrales de receptor central de torre, en la época del año en la que el campo solar recibe la mayor cantidad de radiación y se alcanza con facilidad la potencia térmica neta del receptor, se opta por desorientar los heliostatos más alejados de la torre con el fin de evitar posibles daños en los equipos de la instalación. De este modo, no toda la radiación recibida por los heliostatos es aprovechada para generar energía eléctrica. Con el fin de poder aprovechar toda la energía recibida por los heliostatos, en este proyecto se detalla la programación de un algoritmo matemático que permite simular una central de concentración de energía solar con dos receptores ofreciendo una alternativa a las centrales con almacenamiento térmico de un sólo receptor.

Para evitar que parte de la energía recibida por los heliostatos sea desaprovechada, en este proyecto se ha decidido colocar un segundo receptor, justo debajo del receptor principal, para reflejar sobre este toda la radiación reflejada por los heliostatos que, en caso de no instalarse este nuevo receptor, sería desaprovechada. Siendo los meses en los que más energía solar recibe el campo de heliostatos los meses más calurosos del año, con esta alternativa se puede aprovechar esta energía para enfriar agua a través de una máquina de absorción y alimentar una red de *district cooling* para la climatización de viviendas cercanas a la instalación.

En este proyecto, se ha simulado la central solar de Gemasolar para mostrar que este sistema con dos receptores puede ser una alternativa para aquellas centrales en las que se desea aprovechar toda la radiación recibida.

Palabras clave: receptor central / almacenamiento térmico / desorientar / heliostato / aprovechar / energía / alternativa / dos receptores / *district cooling*.

ABSTRACT

At present, in numerous solar tower power plants, in the epoch of the year in which the solar field receives the major quantity of radiation and there is reached by facility the thermal clear power of the receiver, one chooses to disorient the heliostats most removed from the tower in order to avoid possible hurts in the equipments of the installation. Thus, not the whole radiation received by the heliostats is taken advantage to generate electric power. In order to be able to take advantage of this energy received by the heliostats, in this project there is detailed the programming of a mathematical algorithm that allows to simulate a solar tower power plant with two receivers offering an alternative to the head offices with thermal storage and only one receiver.

To prevent that part of the energy received by the heliostats is missed, in this project it has been decided to place the second receiver, just below the principal receiver, to reflect on this one the whole radiation reflected by the heliostats that, in case of not installing this new receiver, it would be missed. Being the months in which more solar power receives the solar field the warmest months of the year, with this alternative it is possible to take advantage of this energy to cool water across a machine of absorption and feed a district cooling network for the air conditioning of housings near to the installation.

In this project, Gemasolar solar power station has been simulated to show that this system with two receivers can be an alternative for those plants in which the whole received radiation is wanted to take advantage.

Keywords: central receiver / thermal storage / to disorient / heliostat / to take advantage / energy / alternative / two receivers / district cooling.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	v
ABSTRACT	vii
TABLA DE CONTENIDO	1
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	4
ÍNDICE DE TABLAS	7
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	8
2. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR	9
2.1. Sistema cilíndrico parabólico.....	11
2.1.1. El fluido caloportador	11
2.1.2. El campo solar	12
2.1.3. El tren de generación de vapor	12
2.1.4. La turbina de vapor y el generador.....	13
2.1.5. La condensación del vapor	13
2.2. Reflectores lineales Fresnel	14
2.2.1. Principios de funcionamiento	15
2.2.2. Diferencias con las centrales de concentradores cilíndrico parabólicos.....	16
2.3. Discos parabólicos, principios de funcionamiento	18
2.4. Sistema de torre con receptor central.....	19
3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR CON RECEPTOR CENTRAL DE TORRE	21
3.1. El campo de heliostatos.....	21
3.2. El receptor.....	24
3.3. La torre.....	27
3.4. El sistema de almacenamiento térmico	28
3.5. El sistema de producción de potencia	29
4. RENDIMIENTOS CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL.....	30
4.1. Rendimiento del campo de heliostatos.....	30
4.1.1. Pérdidas geométricas.....	30
4.1.2. Pérdidas por reflectividad.....	32
4.1.3. Pérdidas por atenuación atmosférica.....	33
4.1.4. Pérdidas por desbordamiento de flujo	33
4.2. Rendimiento del receptor.....	33

4.2.1.	Pérdidas por radiación	33
4.2.2.	Pérdidas por convección	34
4.2.3.	Pérdidas por conducción.....	34
4.3.	Balance Energético Global	34
5.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA DE GEMASOLAR.....	35
5.1.	Funcionamiento	35
5.2.	El campo solar y el receptor central	37
5.3.	Los tanques de almacenamiento.....	37
5.4.	Principales ventajas de Gemasolar.....	38
5.5.	Impacto medioambiental	39
5.6.	Gemasolar en números.....	39
6.	DISTRICT HEATING/DISTRICT COOLING.....	40
6.1.	Ventajas e inconvenientes.....	41
6.2.	Tipos de redes de distrito	42
6.2.1.	Según el trazado.....	42
6.2.2.	Según los circuitos.....	43
6.2.3.	Según los sectores abastecidos	44
6.3.	Partes del sistema.....	45
6.3.1.	La central térmica de producción	45
6.3.2.	La red de distribución	48
6.3.3.	Acometidas y subestaciones de clientes	51
7.	MODELADO MATEMÁTICO.....	52
7.1.	Radiación solar directa sobre superficie normal a los rayos incidentes	52
7.2.	Ángulos solares	54
7.2.1.	Declinación solar.....	54
7.2.2.	Ángulo horario	55
7.2.3.	Hora solar	56
7.2.4.	Latitud	60
7.2.5.	Ángulo de altitud solar.....	61
7.2.6.	Ángulo cenital solar	62
7.2.7.	Ángulo de azimut solar	63
7.3.	Parámetros de la instalación	64
7.4.	Diseño del campo solar.....	65

7.5.	Ángulo de incidencia de los rayos solares	74
7.6.	Eficiencia	78
7.7.	Potencia térmica neta disponible	80
7.8.	Potencia eléctrica neta disponible	80
7.9.	Estrategia de apuntamiento	81
8.	RESULTADOS	83
8.1.	Simulación de la central de Gemasolar para el 21 de junio	83
8.2.	Simulación para otros días del año	101
9.	CONCLUSIONES	107
	Código de la programación.....	109
	REFERENCIAS	119
	BIBLIOGRAFÍA	120

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Sistemas de concentración solar [1]	10
Ilustración 2: Seguimiento del Sol en un eje [2]	11
Ilustración 3: Esquema de una central solar termoeléctrica con concentradores cilíndrico parabólicos [3].....	13
Ilustración 4: Colector de demostración Fresnel instalado en la Plataforma Solar de Almería (PSA) [4]	14
Ilustración 5: Funcionamiento de Gemasolar, planta de energía solar por concentración con sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas situada en Sevilla, España. [5] .21	
Ilustración 6: Heliostato de la empresa ABEINSA [6]	22
Ilustración 7: Distribución del campo de heliostatos de la planta Gemasolar (campo circular) [5]	23
Ilustración 8: Distribución del campo de heliostatos de las plantas PS20 (primer plano) y PS10 (segundo plano) en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) (campo Norte) [7]	23
Ilustración 9: Receptor de cavidad de la central solar PS20 (Sanlúcar la Mayor, Sevilla) [23] 24	
Ilustración 10: Receptor cilíndrico externo de Gemasolar (Fuentes de Andalucía, Sevilla) [24]	25
Ilustración 11: Torre de la planta PS20 (Sanlúcar la mayor) [8]	27
Ilustración 12: Sistema de almacenamiento térmico de la planta Gemasolar [9]	28
Ilustración 13: Esquema de una planta solar de receptor central de torre [25]	29
Ilustración 14: Ángulo formado por la normal a la superficie del heliostato y los rayos del sol pequeño [10].....	31
Ilustración 15: Ángulo formado por la normal a la superficie del heliostato y los rayos del sol grande [10].....	31
Ilustración 16: Pérdidas provocadas por sombras (izquierda) y bloqueos (derecha) [10]	32
Ilustración 17: Balance energético global en la operación anual de un Sistema de Receptor Central	34
Ilustración 18: Esquema del funcionamiento de Gemasolar [5]	36
Ilustración 19: Esquema del sistema de District Heating/District Cooling [11]	40
Ilustración 20: Ejemplo de red con trazado ramificado [12]	42
Ilustración 21: Ejemplo de red con trazado en malla [12]	43
Ilustración 22: Funcionamiento de una máquina de absorción [26]	47
Ilustración 23: Red centralizada [27].....	49
Ilustración 24: Red con lazo primario y secundario [27]	49
Ilustración 25: Red con lazo primario, secundario y terciario [27]	50

Ilustración 26: Red con bombeo distribuido [27]	50
Ilustración 27: Radiación directa media recibida en la estación de La Luisiana el 21 de junio (Wh/m ²) [13]	53
Ilustración 28: Declinación solar [14]	54
Ilustración 29: Ángulo horario [15]	55
Ilustración 30: Ecuación del tiempo [16]	56
Ilustración 31: Órbita elíptica de la Tierra alrededor del Sol [17]	57
Ilustración 32: Husos horarios [18]	58
Ilustración 33: Latitud solar para puntos de interés [19]	60
Ilustración 34: Altitud solar para diferentes días del año en el hemisferio Norte [20]	61
Ilustración 35: Ángulo cenital solar [21]	62
Ilustración 36: Azimut solar [22]	63
Ilustración 37: Disposición de la primera fila de heliostatos	65
Ilustración 38: Ángulo azimut para la primera fila de heliostatos	66
Ilustración 39: Incremento de radio mínimo	67
Ilustración 40: Disposición de los heliostatos de la segunda fila	68
Ilustración 41: Disposición de los heliostatos de las filas impares y pares sin cambio de ángulo azimut y espaciado entre filas igual a ΔR_{min}	69
Ilustración 42: Cambio de sección	70
Ilustración 43: Cambio de ángulo azimut con el cambio de sección	71
Ilustración 44: Ángulo azimut para la sección 1	72
Ilustración 45: Ángulo azimut para la sección 2	72
Ilustración 46: Campo solar obtenido en la simulación	73
Ilustración 47: El vector s	74
Ilustración 48: El vector t	76
Ilustración 49: Potencia eléctrica neta disponible	86
Ilustración 50: Potencia eléctrica neta utilizada y excedente	87
Ilustración 51: Potencia térmica neta disponible	88
Ilustración 52: Potencia térmica neta utilizada y excedente	89
Ilustración 53: Heliostatos sin desviar y desviados	90
Ilustración 54: Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol [28]	91
Ilustración 55: Eficiencia de los heliostatos a las 05:00 hora solar	92
Ilustración 56: Eficiencia de los heliostatos a las 06:00 hora solar	93
Ilustración 57: Eficiencia de los heliostatos a las 07:00 hora solar	93

Ilustración 58: Eficiencia de los heliostatos a las 08:00 hora solar	94
Ilustración 59: Eficiencia de los heliostatos a las 09:00 hora solar	94
Ilustración 60: Eficiencia de los heliostatos a las 10:00 hora solar	95
Ilustración 61: Eficiencia de los heliostatos a las 11:00 hora solar	95
Ilustración 62: Eficiencia de los heliostatos a las 12:00 hora solar	96
Ilustración 63: Eficiencia de los heliostatos a las 13:00 hora solar	96
Ilustración 64: Eficiencia de los heliostatos a las 14:00 hora solar	97
Ilustración 65: Eficiencia de los heliostatos a las 15:00 hora solar	97
Ilustración 66: Eficiencia de los heliostatos a las 16:00 hora solar	98
Ilustración 67: Eficiencia de los heliostatos a las 17:00 hora solar	98
Ilustración 68: Eficiencia de los heliostatos a las 18:00 hora solar	99
Ilustración 69: Eficiencia de los heliostatos a las 19:00 hora solar	99
Ilustración 70: Energía aportada al fluido de trabajo del segundo receptor.....	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparativa entre las principales tecnologías para energía solar térmica de concentración.....	20
Tabla 2: Desglose horario de la radiación directa media recibida en la estación de La Luisiana el 21 de junio (Wh/m2).....	53
Tabla 3: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 21 de junio.....	84
Tabla 4: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de mayo	102
Tabla 5: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de junio.....	103
Tabla 6: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de julio.....	104
Tabla 7: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de agosto	105
Tabla 8: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de septiembre	106
Tabla 9: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de septiembre	107

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La motivación de este proyecto es la de programar un algoritmo matemático con el fin de simular una central de concentración de energía solar con receptor central de torre. Se pretende dar una alternativa a centrales de receptor central de torre en las que se debe desorientar un gran número de heliostatos para no dañar los equipos de la instalación una vez que se ha alcanzado la potencia térmica neta del receptor lo que provoca que parte de la radiación recibida por los heliostatos sea desaprovechada.

Para resolver este problema, se contempla la posibilidad de colocar un segundo receptor, justo debajo del receptor principal, para reflejar sobre este toda la radiación reflejada por los heliostatos que, en caso de no instalarse este nuevo receptor, sería desaprovechada. Al ser los meses más calurosos del año los meses en los que más energía solar recibe el campo solar, la energía térmica recibida por este segundo receptor se puede aprovechar para enfriar agua mediante una máquina de absorción y alimentar así una red de district cooling para la climatización de viviendas situadas cerca de la planta solar.

Para llevar a cabo el proyecto, se ha decidido simular el campo solar de heliostatos de la central solar de Gemasolar situada en Fuentes de Andalucía, Sevilla, ya que presenta una gran capacidad de almacenamiento térmico. En nuestra simulación, se ha desviado toda la radiación sobrante hacia un segundo receptor una vez alcanzada la potencia térmica neta del receptor principal.

Tras este capítulo introductorio, se han descrito los distintos tipos de centrales de concentración solar. Entre ellos, el sistema cilíndrico parabólico, los reflectores lineales fresnel y los discos parabólicos.

En un tercer capítulo se detalla el modo de operación de las centrales de concentración solar con receptor central de torre describiendo todos los elementos que intervienen en su funcionamiento.

A continuación, se describen las pérdidas de este tipo de centrales para poder obtener el rendimiento del campo solar y el del receptor.

En el capítulo siguiente se detallan las características generales de la planta de Gemasolar que se han utilizado para llevar a cabo la simulación.

En el sexto capítulo, se describen las redes de distrito de calor y frío, sistema con el que se quiere aprovechar la energía sobrante de la instalación.

En un último capítulo, se define el modelado matemático que ha sido necesario para poder llevar a cabo la simulación durante un día completo, siendo indispensable el estudio de la posición del Sol a lo largo del día.

Este proyecto queda abierto al estudio de la red de distribución de frío para la climatización de espacios o procesos industriales situados cerca de la instalación una vez obtenido un valor aproximado de la energía térmica recibida por el fluido del segundo receptor.

2. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR

Los sistemas de energía solar térmica de concentración producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a unas temperaturas que oscilan entre 400°C y 1000°C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan con el mismo principio.

En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW o incluso superior. Estas centrales pueden operar almacenando calor o combinando la generación con combustible (biomasa, gas o carbón). Son aptas para cargas punta y cargas base y la electricidad generada se inyecta generalmente a la red eléctrica.

La energía solar térmica de concentración es más aconsejable para aquellas zonas del mundo con más horas de sol como son los países del sur de Europa, el norte de África y Oriente Medio, partes de la India, China, el sur de Estados Unidos y Australia.

La ventaja principal de los sistemas de energía solar térmica de concentración es que pueden reemplazar a las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero.

La energía termosolar utiliza la luz solar directa, denominada radiación directa. Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de radiación directa, superando los 2000 kWh de radiación directa solar por metro cuadrado al año.

Pueden utilizarse diversas tecnologías para concentrar y recoger la luz del sol y convertirla en calor a alta-media temperatura. Este calor es a continuación utilizado para generar electricidad de forma convencional con una turbina de vapor o un motor Stirling. El calor recogido durante el día puede almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón o mezcla de sales de fase cambiante para utilizarse durante la noche y mantener así la turbina en funcionamiento.

Los sistemas de espejos concentradores utilizados en las centrales de concentración solar pueden ser de enfoque puntual o lineal. Los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y se obtienen unas temperaturas de trabajo de hasta 550°C, mientras que los sistemas puntuales pueden concentrar mucho más de 1000 veces la radiación solar y logran temperaturas de trabajo superiores a los 1000°C.

Existen 4 tecnologías diferentes en las centrales de concentración solar:

- Sistema cilíndrico parabólico
- Reflectores lineales Fresnel
- Discos parabólicos
- Sistema de torre con receptor central

Los dos primeros sistemas son concentradores lineales y los dos siguientes concentradores puntuales.

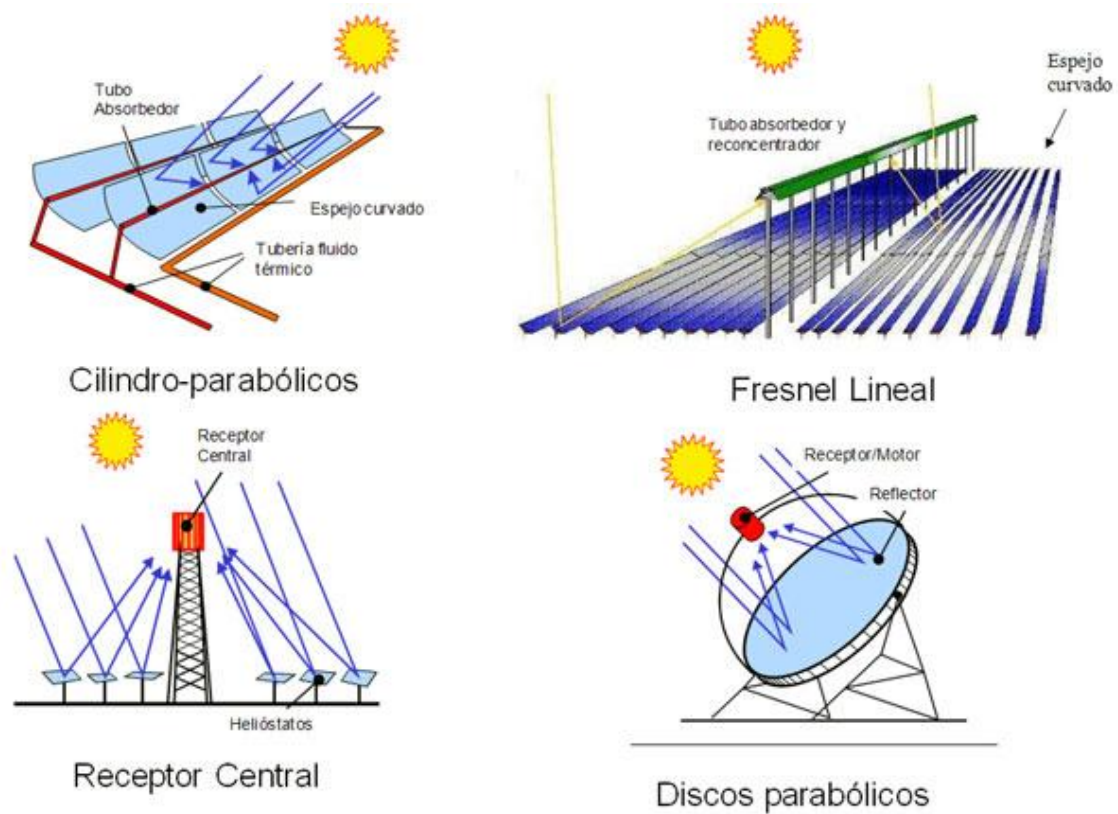


Ilustración 1: Sistemas de concentración solar [1]

Las centrales de energía solar térmica de concentración producen electricidad de manera muy similar a las centrales convencionales utilizando vapor para accionar una turbina. Lo que diferencia a este tipo de centrales es el origen de la energía, que en lugar de utilizar combustibles fósiles utilizan directamente la radiación solar para producir vapor o calentar un fluido.

A continuación se describen cada uno de estos sistemas:

2.1. Sistema cilíndrico parabólico

Este sistema utiliza reflectores de espejo en forma cilíndrico-parabólica para concentrar la luz solar en tubos receptores ubicados en la línea focal de la parábola. Normalmente los canales están diseñados para seguir el sol en un eje, el eje norte-sur. Por los tubos se hace circular un fluido de transferencia térmica como el aceite térmico sintético. Este fluido se calienta a unos 400°C mediante los rayos solares concentrados y se bombea por una serie de intercambiadores térmicos para producir vapor. Con este vapor se genera la energía eléctrica en un generador de turbinas convencional.

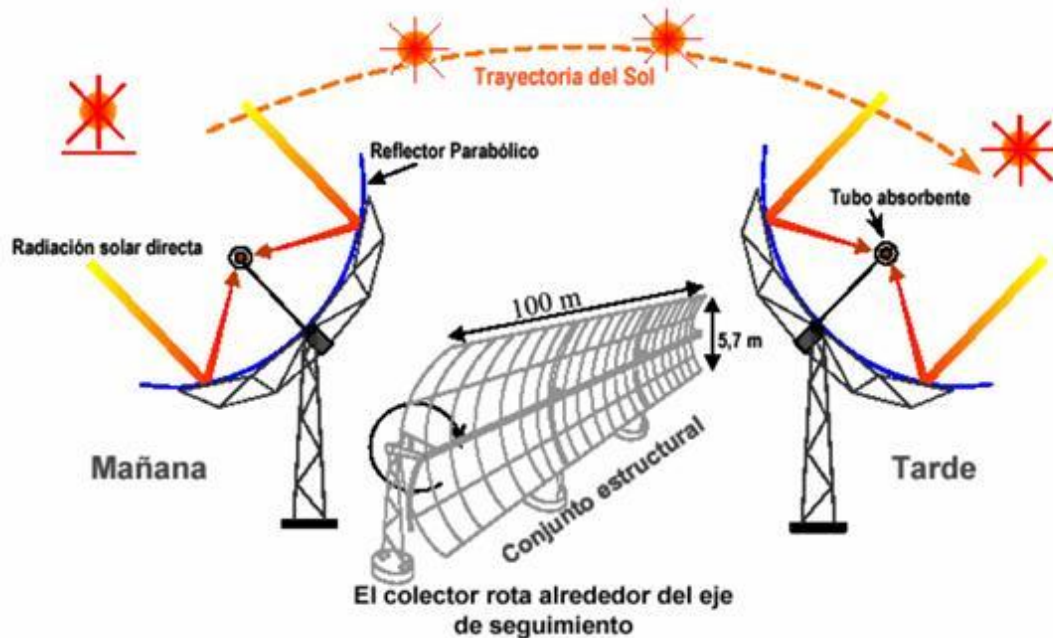


Ilustración 2: Seguimiento del Sol en un eje [2]

Esta tecnología es considerada en estos momentos la más madura ya que supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo. La concentración de la radiación solar se realiza a lo largo de una línea recta de unos 600-800 metros. El fluido caloportador entra por uno de los extremos a una temperatura y con una velocidad determinada y sale por el otro extremo a una temperatura más elevada.

2.1.1. El fluido caloportador

El fluido caloportador puede ser agua, pero actualmente no se han superado los problemas derivados de la vaporización que se produciría en un punto intermedio del recorrido. Por esta razón se prefiere el uso de otros fluidos que no cambian de estado entre la entrada y la salida de la línea en la que se concentra la radiación solar. De todos los fluidos utilizados, los fluidos orgánicos sintéticos son los que mayores ventajas presentan. Entre ellas destaca la mezcla eutéctica compuesta por un 26.5% en peso de óxido de difenilo y un 73.5% de bifenilo, a este fluido se le conoce comúnmente como HTF (Heat Transfer Fluid).

Esta mezcla presenta el mejor compromiso entre coste y prestaciones aunque presenta grandes dificultades en su manejo que condicionan en gran medida los resultados de explotación de las plantas. El HTF trabaja entre unos 290°C a la entrada de la línea en la que se concentra la radiación y los 390°C a la salida. Una mayor temperatura a la salida haría

aumentar el rendimiento global de la planta pero este fluido no puede ser utilizado a temperaturas por encima de los 400°C por sus propiedades químicas ya que se originarían hidrocarburos volátiles y pesados que plantearían problemas de seguridad. Por este motivo se limita la temperatura máxima de trabajo del fluido orgánico a 400°C.

2.1.2. El campo solar

El campo solar consiste en una vasta extensión de terreno de aproximadamente 2 hectáreas por MW de potencia eléctrica instalada cubierta de módulos captadores de radiación solar. Los módulos captadores están compuestos por tres partes:

- El espejo reflector responsable de reflejar la radiación incidente hacia la línea formada por el foco de la parábola.
- El tubo absorbedor, encargado de transformar la radiación en energía térmica.
- La estructura que da la forma al conjunto y sirve de sujeción para los elementos del módulo captador.

Varios colectores se unen en serie para formar lazos y componer así la unidad productiva mínima. En cada uno de estos lazos se produce la elevación de la temperatura del fluido con una potencia térmica típica cercana a 1.6 MW térmicos. El campo solar está formado por un conjunto de lazos en paralelo y que juntos suministran la energía térmica necesaria para producir vapor.

2.1.3. El tren de generación de vapor

El calor absorbido por el HTF es transferido a un circuito de agua para generar vapor. Esta agua, presurizada hasta presiones comprendidas entre los 50 y los 100 bar de presión, se vaporiza y se sobrecalienta hasta aproximadamente 380°C enfriándose el HTF hasta los 290°C. A esta temperatura el fluido caloportador se devuelve al campo solar para que continúe transportando la energía captada en el campo solar. La transferencia de calor entre el HTF y el ciclo agua-vapor se realiza en intercambiadores de tipo tubo-carcasa de gran tamaño. El tren de generación de vapor está compuesto por equipos especializados para calentar agua, para producir vapor y para sobrecalentar ese vapor.

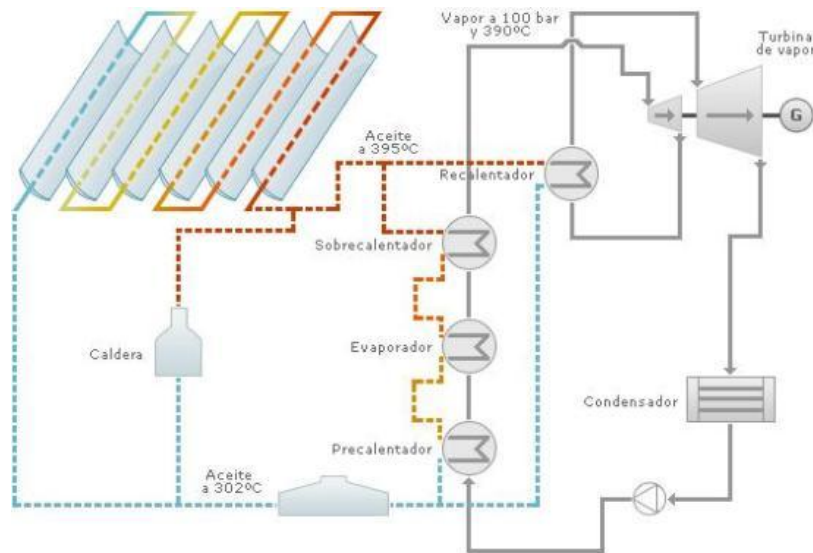


Ilustración 3: Esquema de una central solar termoelectrica con concentradores cilindricos parabolicos [3]

2.1.4. La turbina de vapor y el generador

El vapor generado es conducido hasta la turbina de vapor donde se produce la transformación de la energía contenida en el vapor en forma de presión (energía potencial) en energía mecánica con grandes rendimientos teniendo en cuenta la baja temperatura del vapor (380°C). Los rendimientos oscilan entre el 27% y el 40% alcanzando este último valor cuando la central está al 100% de potencia.

Por último, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica en el generador y es transportada a la red eléctrica.

2.1.5. La condensación del vapor

Para reutilizar el vapor de agua a la salida de la turbina y volver a tenerla en estado líquido es necesario condensarla. Para ello se introduce en el sistema un nuevo fluido para que el vapor le ceda el calor latente de vaporización. Para ello se utiliza agua, enfriada en una torre de refrigeración o aire como fluido frío al que se transfiere el calor sustraído al vapor para que este pueda condensar.

2.2. Reflectores lineales Fresnel

Al igual que las centrales de concentradores cilíndrico parabólicos, este sistema concentra la radiación solar en receptores lineales. En este caso, un conjunto de reflectores planos simulan un espejo curvo por variación del ángulo de cada fila individual de espejos respecto al absorbedor.

Estas centrales destacan por la sencillez de su construcción y por su bajo coste. Los reflectores se construyen con espejos de vidrio planos por lo que su materia prima es muy barata. El hecho de que los espejos sean planos supone un abaratamiento cercano al 30 % respecto al coste de los espejos curvos. La forma curvada de los espejos cilíndrico parabólicos hace que sean un 15% más eficientes que los espejos fresnel, pero con el ahorro de costes en materiales junto con la simplicidad de funcionamiento hacen que la reducción de costes sea muy superior a la reducción de rendimiento. A modo orientativo, una planta basada en espejos fresnel cuesta casi una tercera parte menos que una central de concentradores cilíndrico parabólicos.

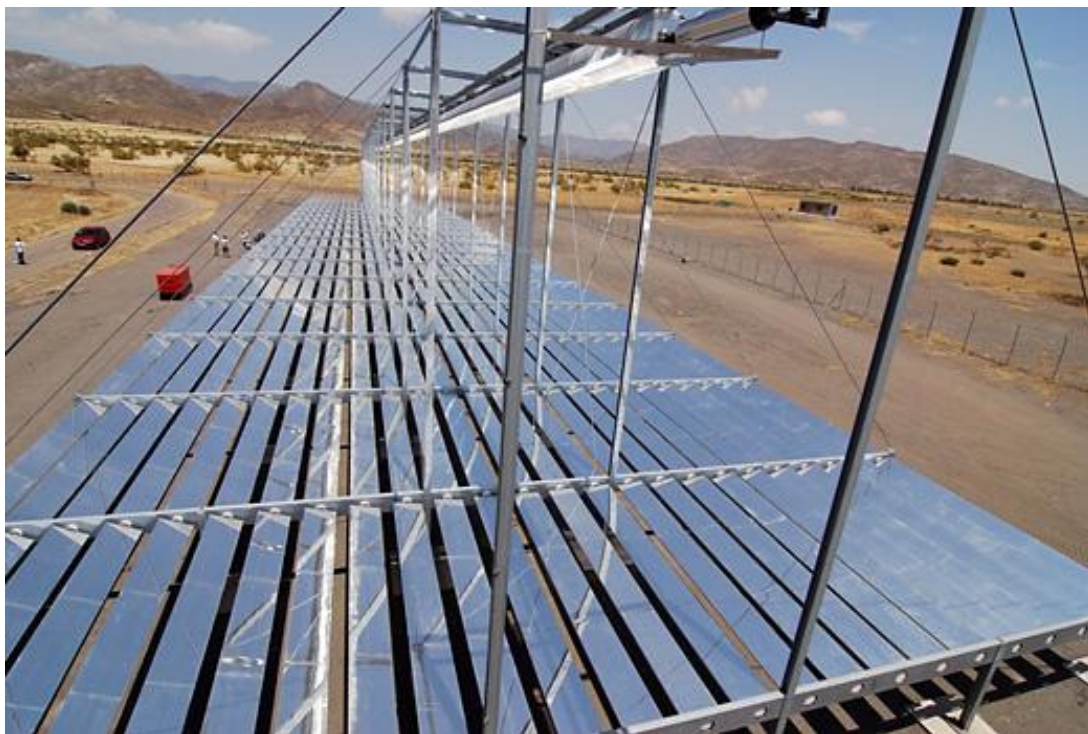


Ilustración 4: Colector de demostración Fresnel instalado en la Plataforma Solar de Almería (PSA) [4]

Las relaciones de concentración son menores por lo que las temperaturas que se pueden alcanzar también lo son: 20 a 1 frente a la relación 80 a 1 que se puede conseguir en las centrales CCP. Por el contrario, debido al pequeño tamaño de los espejos, estos son menos sensibles al viento.

2.2.1. Principios de funcionamiento

Las centrales basadas en tecnología fresnel consisten principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario.

- El campo primario: Está compuesto por un conjunto de filas de espejos planos a un metro de altura sobre el terreno. Cada fila tiene alrededor de 60 cm de ancho y se extiende en una longitud comprendida entre 600 y 900 metros.
- El tubo absorbedor: Es el responsable de la transformación de la radiación en energía térmica. Los espejos planos, que simulan una lente curva, reflejan los rayos de sol en un tubo absorbedor que está colgado unos 8 metros por encima del nivel de los espejos reflectores.
- El espejo secundario: Se encuentra por encima del tubo absorbedor y se encarga de concentrar la luz solar que se ha desviado ligeramente de su trayectoria y por lo tanto no ha llegado al tubo absorbedor.

Las diferentes líneas de espejos pueden colocarse muy cerca unas de otras permitiendo que el porcentaje de aprovechamiento del terreno sea muy alto. Estas filas de espejos se controlan con motores eléctricos que realizan el seguimiento del movimiento del sol a lo largo del día en un solo eje. Al no poder hacer el seguimiento estacional, la producción eléctrica varía a lo largo del año.

Por el tubo absorbedor circula agua que se evapora con la radiación solar absorbida. A diferencia del tubo absorbedor de las centrales de concentradores cilíndrico parabólicos, con esta tecnología de espejos fresnel el absorbedor no necesita tener una cubierta de cristal ni requiere que se realice el vacío ya que las temperaturas que se alcanzan son menores. A la salida del tubo, el vapor se encuentra a una temperatura cercana a los 270°C y a una presión de 55 bares. La presión se reduce en un tanque de acumulación de vapor hasta alcanzar valores cercanos a los 33 bares.

El vapor alimenta una turbina con dos niveles de presión. Esto se debe a que, a una presión y temperatura determinadas, aparece una gran cantidad de agua en el vapor por lo que es necesario extraer el vapor de la turbina y retirar el agua condensada con la ayuda de un separador de humedad. La turbina es la encargada de transformar la energía potencial en energía mecánica.

2.2.2. Diferencias con las centrales de concentradores cilíndrico parabólicos

A modo de resumen, se citan las diferencias más importantes entre las plantas de concentradores cilíndrico parabólicos y las centrales que utilizan espejos fresnel. Son las siguientes:

- El precio de las centrales fresnel es más ventajoso, cercano a una tercera parte más económico.
- Los espejos de las centrales con concentradores cilíndrico parabólicos son curvos mientras que los de las centrales con espejos fresnel son rectos. Por este motivo los espejos fresnel tienen una pérdida del rendimiento óptico cercana al 15% pero por el contrario abaratan su precio aproximadamente un 30%.
- El tubo absorbedor no tiene cubierta de cristal y por lo tanto no es necesario realizar el vacío entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio simplificando y abaratando las plantas.
- Las relaciones de concentración son menores en las centrales de concentradores fresnel: 20 a 1 frente a la relación 80 a 1 para las centrales con concentradores parabólicos.
- El campo solar de una planta fresnel ocupa casi un 40% menos que una planta con concentradores cilíndrico parabólicos. Mientras que la primera necesita 12000 m² por MW eléctrico instalado, la segunda requiere aproximadamente 20000 m² para generar la misma potencia.
- Las centrales con concentradores cilíndrico parabólicos utilizan en su gran mayoría un fluido orgánico sintético, el HTF, que encarece el coste de la planta mientras que las plantas con espejos fresnel generan directamente vapor simplificando el proceso.
- Los niveles de presión en las plantas con concentradores fresnel son más bajos. Mientras que las plantas con concentradores cilíndrico parabólicos utilizan presiones cercanas a los 100 bares para alimentar la turbina, las plantas fresnel utilizan presiones de 55 bares en el colector fresnel que es reducida hasta los 35 bares en el calderín de vapor para alimentar la turbina. Esta reducción en la presión provoca que el rendimiento de la turbina sea menor, lo que se sumado al menor rendimiento óptico de los concentradores provoca que el rendimiento global de la planta sea mucho menor que en una planta con concentradores cilíndrico parabólicos.
- La temperatura del vapor para las plantas de espejos Fresnel también es más baja, cercana a 240°C por los 380°C de las centrales de concentradores cilíndrico parabólicos.

- Las centrales con concentradores cilíndrico parabólicos tienen un recalentamiento intermedio entre las dos turbinas que permite mejorar el rendimiento del ciclo y alejar el vapor de las condiciones de condensación. Las plantas con espejos fresnel trabajan con vapor saturado en ambas turbinas por lo que aparece la condensación desde el principio de la expansión.
- Los rendimientos del ciclo agua-vapor son mucho menores para las centrales con concentradores fresnel: 27% frente al 39% que alcanzan los las plantas con concentradores cilíndrico parabólicos.

2.3. Discos parabólicos, principios de funcionamiento

Este sistema utiliza un reflector parabólico en forma de disco para concentrar los rayos solares en un receptor situado en su punto focal. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor calentando de este modo un fluido a unos 750°C. Este fluido se utiliza para generar electricidad en un motor Stirling o una micro turbina.

A diferencia de los dos sistemas anteriores que concentran la radiación solar a lo largo de una línea, este sistema concentra la radiación en un punto. De este modo, este tipo de plantas no requieren fluidos circulando por el campo solar y los ratios de concentración pueden ser mucho mayores, del orden de 2000:1. Esto supone que la temperatura que se puede alcanzar en el receptor es mucho mayor, lo que permite aumentar el rendimiento del ciclo térmico, pero tiene el inconveniente de que hay que estudiar mejor los materiales y el control de la temperatura máxima.

Las centrales basadas en discos concentradores parabólicos están compuestas por unidades productoras independientes de entre 5 y 25 MW eléctricos de potencia unitaria.

La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D=0.6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración que llegan a superar los 3000. Esto permite alcanzar temperaturas de operación entre 650-800°C dando lugar a eficiencias en el motor Stirling superiores al 40% en algunos casos.

Los receptores para sistemas de disco parabólico con motor Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento. La radiación solar concentrada es absorbida por el receptor y transferida a un motor.

Al ser unidades independientes no interconectadas con tuberías, las unidades tienen una libertad total de movimiento, pudiendo orientarse perfectamente en la dirección perpendicular a la radiación solar mediante un sistema de orientación de dos ejes.

El espacio ocupado por una planta de discos parabólicos es de aproximadamente 45000 m² por MW instalado, más del doble de lo que requiere una central de concentradores cilíndrico parabólicos. El aprovechamiento del terreno es de aproximadamente el 20%, para cada metro cuadrado de superficie de captación se requieren 5 metros cuadrados de terreno.

La ausencia de fluidos circulantes, la simplicidad técnica, el alto grado de automatización posible y su alto rendimiento (transforma más del 25% de la radiación incidente en energía eléctrica) hacen de las centrales de disco parabólico la que presenta un futuro más prometedor.

2.4. Sistema de torre con receptor central

En este sistema, un conjunto circular de heliostatos (grandes espejos con sistemas de seguimiento solar) concentra la luz solar en un receptor central montado sobre una torre. Un medio de transferencia térmica en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en energía térmica que se utiliza para generar el vapor para la turbina. Los fluidos de transferencia térmica utilizados suelen ser agua/vapor, sales fundidas y aire.

El receptor es el encargado de transformar la radiación concentrada en calor, transfiriéndolo a un fluido, que puede ser aire, agua o sales inorgánicas. En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, para producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se expande a continuación en una turbina de vapor.

Los elementos que componen este tipo de centrales de concentración solar se describe de manera más detallada en el siguiente capítulo.

A continuación se muestra una comparativa entre las principales tecnologías para energía solar térmica de concentración:

	CANAL PARABÓLICO	RECEPTOR CENTRAL	DISCO PARABÓLICO	CONCENTRADOR LINEAL DE FRESNEL
Aplicaciones	Plantas conectadas a la red, calor de proceso a temperatura media a alta (Máxima potencia por central hasta la fecha: 80 MWe. Potencia total construida: más de 500 MW y más de 10 GW en construcción o propuesta)	Plantas conectadas a la red, calor de proceso de alta temperatura (Máxima potencia por central hasta la fecha: 20 MWe en construcción. Potencia total ≈ 50 MW con al menos 100 MW en proceso de desarrollo)	Sistemas pequeños independientes, sin conexión a red, o en parques más grandes de discos conectados a la red (Máxima potencia por central hasta la fecha: 100 Kwe, propuestas para 100 MW y 500 MW en Australia y EEUU)	Plantas conectadas a la red, o generación de vapor para su uso en plantas térmicas convencionales (Máxima potencia por central hasta la fecha: 5 MW en EEUU, con 177 MW en proceso de desarrollo)
Ventajas	Ya en el mercado, más de 16.000 millones de KWh de experiencia operativa; temperatura operativa potencial de hasta 500°C (400°C probado comercialmente) Eficiencia neta anual de probado rendimiento de la planta del 14% (radiación solar a potencia eléctrica neta) Inversión y costes operativos probados comercialmente Modularidad Buen uso del terreno La menor demanda de materiales Concepto híbrido probado Capacidad de almacenamiento	Buenas perspectivas a medio plazo para grandes eficiencias de conversión, temperatura operativa potencial de más de 1000°C (565°C probado a escala de 10 MW) Almacenamiento a altas temperaturas Posible operación híbrida Mejores para refrigeración en seco que los canales y Fresnel Mejores opciones para usar en lugares no llanos	Eficiencias de conversión muy altas, conversión solar pico a electricidad neta de más del 30% Modularidad Integra de la forma más efectiva el almacenamiento térmico en una central grande Experiencia operativa de primeros proyectos de demostración Fácil fabricación y producción en serie de piezas disponibles No requiere agua para refrigerar el ciclo	Ya disponible Pueden adquirirse espejos planos y doblarse in situ, menos costes de fabricación Posible operación híbrida Muy alta eficiencia solar alrededor del mediodía solar
Desventajas	El uso de medio de transferencia térmica a base de aceite restringe hoy las temperaturas operativas a 400°C, por lo que se obtienen sólo moderadas calidades de vapor	Los valores anuales de rendimiento previstos, los costes de inversión y su operación necesitan pruebas a mayor escala en operaciones comerciales	No hay ejemplos de uso comercial a gran escala Objetivos de costes previstos de producción en serie aún por probar Menor potencial de disponibilidad para integración a la red Receptores híbridos aún en proceso de I+D	Reciente entrada en el mercado, sólo hay pequeños proyectos operativos

Tabla 1: Comparativa entre las principales tecnologías para energía solar térmica de concentración

3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR CON RECEPTOR CENTRAL DE TORRE

Las centrales de concentración solar con receptor central de torre se basan en la concentración de la energía, proveniente del sol y reflejada por un conjunto de heliostatos, sobre un receptor central situado en la parte superior de una torre cercana a los 100 metros de altura. El fluido que circula por el receptor absorbe la radiación solar y la convierte en energía térmica para ser utilizada en la generación de vapor, que pone en funcionamiento la turbina y produce de esta manera electricidad.

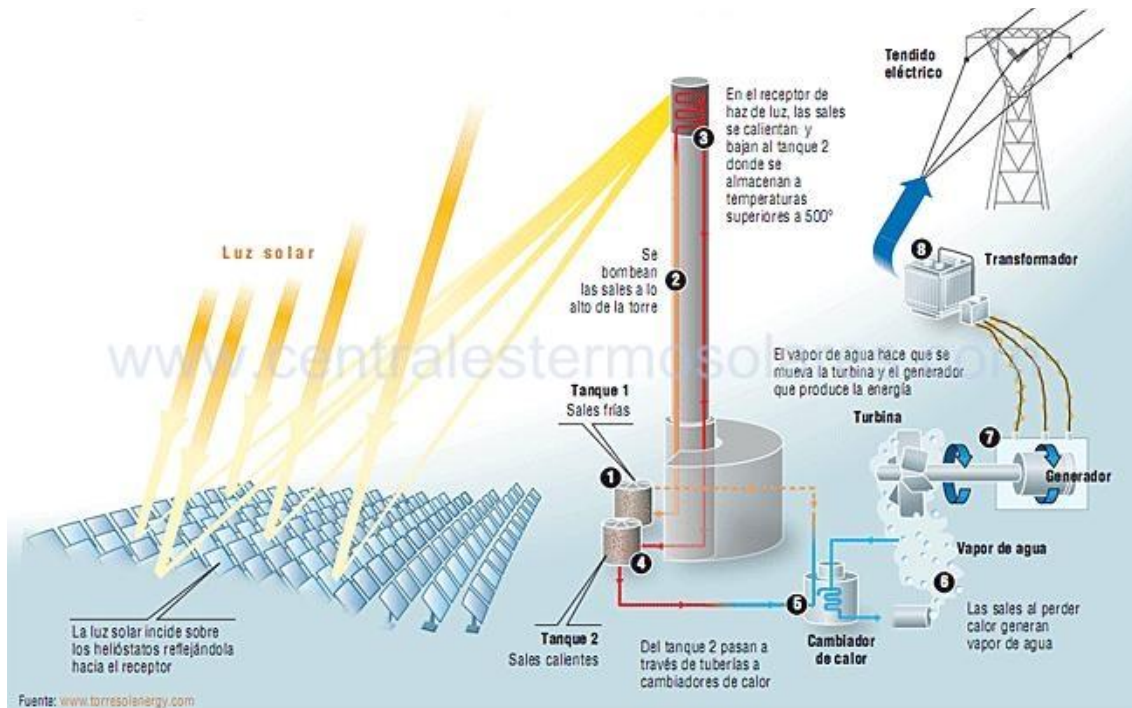


Ilustración 5: Funcionamiento de Gemasolar, planta de energía solar por concentración con sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas situada en Sevilla, España. [5]

Los componentes principales de este tipo de plantas son los siguientes:

- El campo de heliostatos
- El receptor
- La torre
- El sistema de almacenamiento térmico (este puede no existir)
- El sistema de producción de potencia

A continuación se hace una descripción más detallada de los componentes enumerados anteriormente.

3.1. El campo de heliostatos

Su función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Los heliostatos están formados por una superficie reflectante (espejo), una estructura soporte, un pedestal de cimentación, unos mecanismos de movimiento para que el espejo siga el movimiento diurno del Sol y un sistema de control. El sistema de control mantiene de manera continua la superficie reflectante de forma que la reflexión de la radiación solar directa que incide sobre ella sea dirigida al receptor solar.

Cada heliostato convencional está formado por múltiples módulos de espejos, llamados facetas. Las superficies reflectantes más utilizadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio. También se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectividad pero esta última tecnología tiene el principal inconveniente de tener una menor durabilidad.



Ilustración 6: Heliostato de la empresa ABEINSA [6]

La distribución de los heliostatos en relación al receptor está condicionada en gran medida por las características del terreno disponible (forma, orografía,...), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas son la distribución de heliostatos alrededor de la torre sobre la cual se sitúa el receptor (campo circular) y la distribución de los heliostatos a un lado de la torre (campo Norte o Sur dependiendo de la latitud del emplazamiento). Cuanto más lejos del ecuador se encuentre la planta, mayor será la eficiencia óptica anual de un campo Norte (Sur) en el hemisferio Norte (Sur) respecto de un campo circular.



Ilustración 7: Distribución del campo de heliostatos de la planta Gemasolar (campo circular) [5]



Ilustración 8: Distribución del campo de heliostatos de las plantas PS20 (primer plano) y PS10 (segundo plano) en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) (campo Norte) [7]

3.2. El receptor

El receptor es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar en energía térmica. Está formado fundamentalmente por la superficie de absorción compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores y el sistema de control.

Las dimensiones del receptor deben permitir un rendimiento termodinámico aceptable y posibilitar que el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor (*spillage*) sea mínimo. El reparto del flujo de la radiación incidente en su superficie debe ser lo suficientemente homogéneo como para que no se produzcan picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar sin afectar a su vida útil.

En cuanto a las características geométricas del receptor, se puede hablar de tres configuraciones típicas: receptor cilíndrico externo, plano externo y cavidad. En los receptores externos, ya sean cilíndricos o planos, la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos incide directamente sobre la superficie absorbente, mientras que en los receptores de cavidad la radiación pasa a través de una apertura a una zona hueca en forma de caja antes de llegar a la superficie absorbente.



Ilustración 9: Receptor de cavidad de la central solar PS20 (Sanlúcar la Mayor, Sevilla) [23]



Ilustración 10: Receptor cilíndrico externo de Gemasolar (Fuentes de Andalucía, Sevilla) [24]

Veamos a continuación las principales ventajas e inconvenientes entre los receptores externos y los de cavidad:

- Las pérdidas por radiación son, en general, mayores para los receptores externos que para los de cavidad. De la misma forma, las pérdidas por reflexión también son mayores para un receptor externo.
- El volumen del receptor y su coste son mayores para los receptores de cavidad. Sin embargo, al ser más voluminosos, los receptores de cavidad reducen los transitorios al cambiar las condiciones de contorno.

Existe otra configuración del receptor además de las tres anteriores. Esta configuración es la de receptor volumétrico, que utiliza el aire como fluido de trabajo. Están formados por una estructura metálica o cerámica con una matriz volumétrica sobre la que incide la radiación reflejada, calentando de esta forma el aire que circula por su interior. La principal ventaja de esta configuración es que al trabajar con aire se consiguen temperaturas de operación mucho mayores.

A continuación se enumeran los fluidos de trabajo usados hasta la fecha como fluidos caloportadores:

- Agua/vapor: Es el medio de transporte de calor más usado en la industria. A la salida del receptor el vapor alcanza temperaturas entre 490 °C y 525 °C. La principal ventaja del uso de este fluido de trabajo es que tras alcanzar las condiciones de diseño en el receptor, el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad de utilizar intercambiadores intermedios para producir dicho vapor.

- Sales fundidas: Suelen ser mezclas de nitrato de sodio y potasio. Se trata de un fluido caloportador relativamente barato y no tóxico. La gran ventaja de este fluido de trabajo en el receptor es su capacidad como fluido de almacenamiento térmico. Es un fluido estable hasta los 565 °C y permanece en estado líquido hasta temperaturas cercanas a los 245 °C. Su mayor inconveniente es que al tener una temperatura de solidificación tan alta, se deben tomar medidas para evitar la solidificación del fluido en tuberías, intercambiadores y depósitos de almacenamiento.
- Sodio líquido: El sodio se utiliza de forma similar a las sales fundidas, siendo estable en estado líquido hasta 540 °C y con un punto de fusión cercano a los 98 °C. Tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor permitiendo el empleo de receptores de menor tamaño que los que usan otros fluidos de trabajo. Su principal inconveniente es su alta reactividad con el aire y el agua por lo que deben extremarse las medidas de seguridad para evitar escapes de sodio a la atmósfera. Debido a su peligrosidad, está en desuso hoy en día.
- Aire: Su uso está íntimamente ligado a los receptores volumétricos en los que puede alcanzar temperaturas de hasta 1200 °C a su salida. Otra de sus ventajas es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipos.

3.3. La torre

Para asegurar un buen rendimiento geométrico del campo de heliostatos, el receptor solar debe estar situado a una cierta altura sobre dicho campo. Esto se consigue situando el receptor en una torre, que suele ser de hormigón o de acero. Su altura se define en función del óptimo técnico a partir del cual un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. Se puede tener en cuenta también un óptimo económico que defina una altura de la torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual el coste añadido por una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.



Ilustración 11: Torre de la planta PS20 (Sanlúcar la mayor) [8]

3.4. El sistema de almacenamiento térmico

Uno de los grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo. Por otro lado, los sistemas de concentración sólo aprovechan la radiación solar directa. Es por esto que se dispone de sistemas de almacenamiento térmico.

El sistema más utilizado es el sistema de almacenamiento basado en el calor sensible, pudiendo implementarse de dos formas: almacenamiento directo en el cual el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento, o almacenamiento indirecto en el que se usan fluidos de trabajo diferentes para el receptor y para el almacenamiento.

Los sistemas basados en el calor sensible almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios más utilizados son: aceites térmicos y sales fundidas. También se usa el aire como medio de almacenamiento térmico cuando se utilizan receptores volumétricos junto con materiales de baja conductividad térmica como rocas, arenas o ladrillos cerámicos.

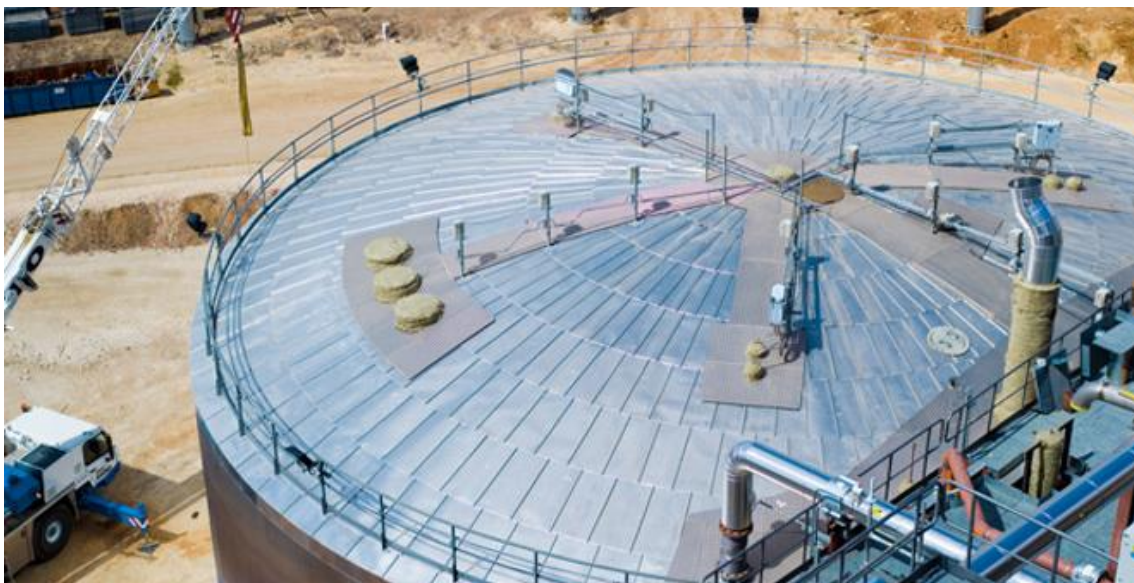


Ilustración 12: Sistema de almacenamiento térmico de la planta Gemasolar [9]

También son utilizados otros dos tipos de sistemas de almacenamiento térmico: sistemas basados en el calor latente y sistemas basados en la energía termoquímica. El primero de ellos utiliza el calor asociado a los cambios de fase de una sustancia para almacenar calor. La temperatura a la que se da el cambio de fase de la sustancia usada para el almacenamiento térmico tiene que ser compatible con los requerimientos de la planta permitiendo la producción de vapor en las condiciones de diseño. Por otro lado, los sistemas basados en la energía termoquímica están basados en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. El principal atractivo de este sistema es que se pueden almacenar los constituyentes, y por lo tanto el calor, a temperatura ambiente. Sin embargo muy pocos elementos tienen un coste lo suficientemente bajo como para ser considerados viables.

3.5. El sistema de producción de potencia

El sistema de generación de energía eléctrica de una planta solar de receptor central consta fundamentalmente los mismos elementos que una planta convencional que trabaja con ciclo Rankine: una turbina de vapor, un condensador, bombas de recirculación del vapor condensado y una caldera de producción de vapor, que en este tipo de plantas se sustituye total o parcialmente por el receptor solar.

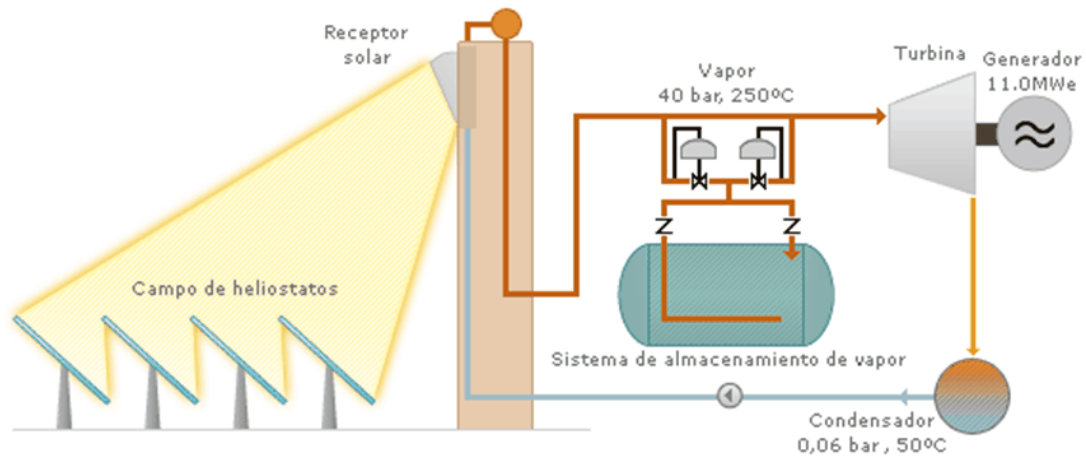


Ilustración 13: Esquema de una planta solar de receptor central de torre [25]

Debido a la variación de intensidad de la radiación solar, la turbina trabaja en condiciones transitorias de operación y por lo tanto con rendimientos bajos. Del mismo modo, esto hace que sufra un gran desgaste y por lo tanto es importante realizar correctos mantenimientos de la misma.

4. RENDIMIENTOS CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL

En este apartado se van a analizar los rendimientos del campo de heliostatos y del receptor, indicando para cada uno las principales pérdidas que influyen en el rendimiento global de la instalación.

4.1. Rendimiento del campo de heliostatos

El rendimiento del campo de heliostatos, o también conocido como rendimiento óptico, representa el cociente entre la energía neta captada por el receptor y la energía total irradiada por el sol calculada como la irradiación solar total multiplicada por la superficie colectora.

Las pérdidas que afectan a dicho rendimiento óptico se pueden dividir en 4 grupos principales que son los siguientes:

- Pérdidas geométricas
- Pérdidas por reflectividad
- Pérdidas por atenuación atmosférica
- Pérdidas por desbordamiento de flujo

A continuación se describen más detalladamente los diferentes tipos de pérdidas.

4.1.1. Pérdidas geométricas

Estas pérdidas son las debidas a la disposición geométrica de los heliostatos alrededor de la torre. Vienen determinadas por los siguientes factores:

4.1.1.1. Factor coseno

Este factor cuantifica las pérdidas causadas por la inclinación del heliostato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Las pérdidas atribuibles al factor coseno son proporcionales al coseno del ángulo formado por la normal a la superficie reflexiva del heliostato con la dirección de incidencia de la radiación directa. Estas pérdidas representan de media un 20% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos y son las mayores que tienen lugar en el campo solar.

Para cada heliostato y cada instante del año se tiene un factor coseno diferente. Esto se debe a que la dirección de la radiación reflejada es propia de cada heliostato y la misma en todo momento para cada uno de ellos y la dirección de los rayos solares varía en función del día del año y de la hora del día.

A menor ángulo de incidencia, mayor área reflexiva útil de los heliostatos, menor factor coseno y por lo tanto mayor rendimiento. Esto se puede ver claramente en las siguientes figuras.

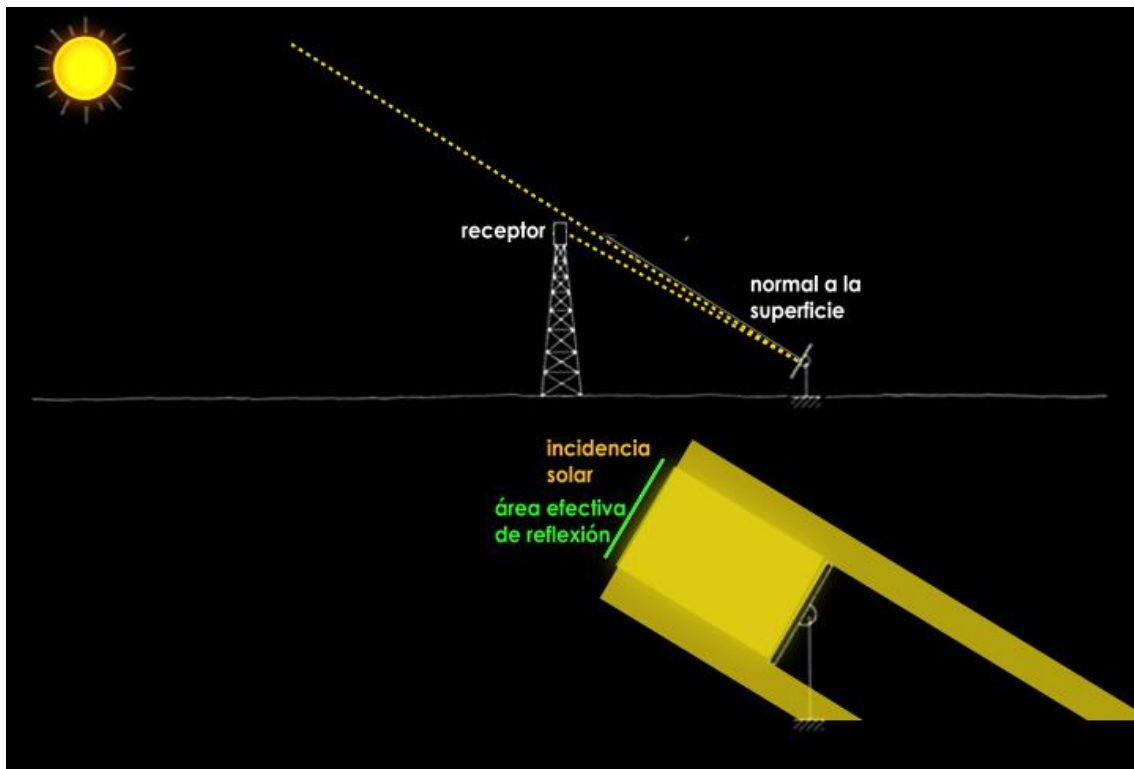


Ilustración 14: Ángulo formado por la normal a la superficie del heliostato y los rayos del sol pequeño [10]

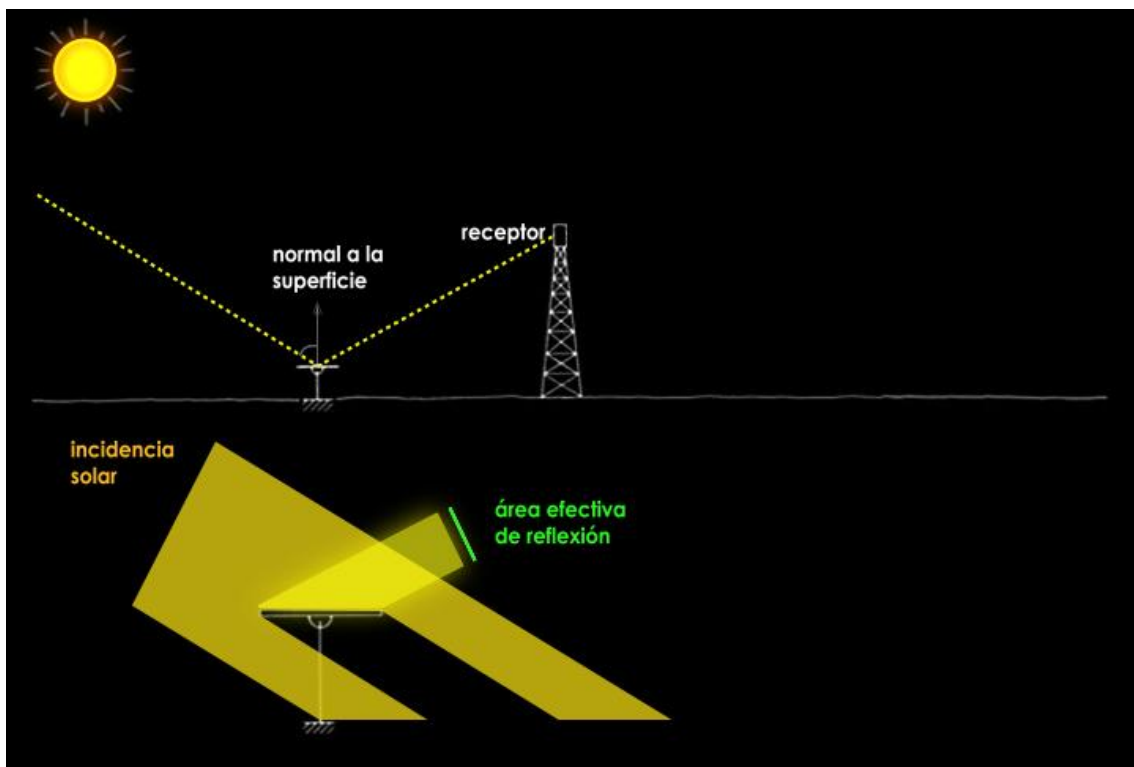


Ilustración 15: Ángulo formado por la normal a la superficie del heliostato y los rayos del sol grande [10]

4.1.1.2. Factor de sombras

Estas pérdidas engloban tanto las sombras producidas por unos heliostatos sobre otros como la sombra proyectada por la torre y cualquier otro elemento sobre los heliostatos. Estas pérdidas suelen ser del orden de un 1% de la potencia reflejada por los heliostatos.

4.1.1.3. Factor de bloqueo

Este factor cuantifica la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que es bloqueada por otros heliostatos y por lo tanto no llega al receptor situado en lo alto de la torre. Estas pérdidas también representan alrededor de un 1% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

En la siguiente figura se representan las dos situaciones anteriormente descritas en las que existen pérdidas provocadas por las sombras de unos heliostatos sobre otros y por el bloqueo de la radiación solar por parte de los heliostatos vecinos.

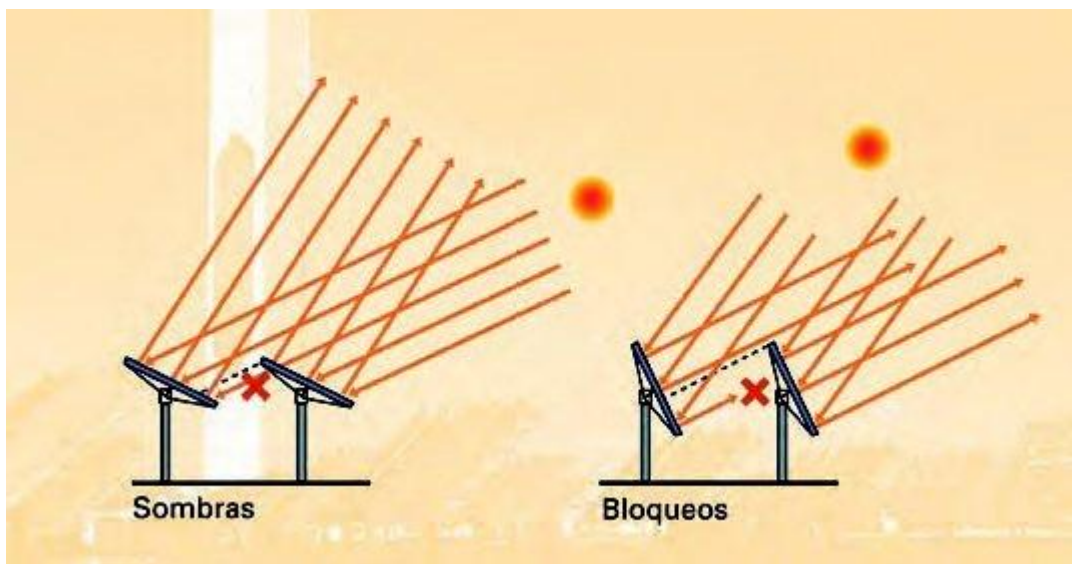


Ilustración 16: Pérdidas provocadas por sombras (izquierda) y bloqueos (derecha) [10]

4.1.2. Pérdidas por reflectividad

No toda la radiación solar que incide sobre la superficie reflexiva del heliostato es reflejada ya que parte de esa radiación es absorbida por dicha superficie. La razón entre la radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad y depende de la longitud de onda de la radiación incidente y del material usado como superficie reflexiva. La reflectividad depende también de factores dependientes del entorno como la cantidad de polvo en el ambiente que puede sedimentar y la frecuencia de lluvias. La limpieza y mantenimiento de los heliostatos contribuyen de forma importante a que sus valores de reflectividad sean altos. Hoy en día existen en el mercado espejos con reflectividades espectrales medias del 92-94%.

4.1.3. Pérdidas por atenuación atmosférica

La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación debida a procesos de absorción y dispersión en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación depende de las condiciones atmosféricas a nivel de la superficie y será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada, por tanto será mayor cuanto más distancia haya entre el heliostato y la torre. El valor medio de estas pérdidas para el campo de heliostatos en su conjunto suele estar alrededor del 5% de la potencia reflejada por el mismo.

4.1.4. Pérdidas por desbordamiento de flujo

Estas pérdidas están provocadas por:

- La dispersión del haz de rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos
- Pequeñas desviaciones en el seguimiento al sol por parte de los heliostatos
- Errores ópticos en las superficies reflexivas como consecuencia del proceso de fabricación
- Necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar

La pérdida de flujo circundante al receptor está cuantificada con el denominado factor de desbordamiento (“spillage”). Este factor puede oscilar entre el 3% y el 5% de la radiación reflejada por el campo de heliostatos.

4.2. Rendimiento del receptor

El rendimiento instantáneo del receptor queda determinado por el cociente entre la potencia térmica que incide sobre él y la potencia térmica aportada al fluido de trabajo. El valor medio anual para dicho rendimiento es cercano al 90%.

A continuación se enumeran las principales pérdidas que se producen en el receptor.

4.2.1. Pérdidas por radiación

Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión que dependen de la absorptividad de la superficie reflectora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbedora.

4.2.2. Pérdidas por convección

Las pérdidas por convección son la que se producen desde la superficie absorbidora hacia el aire de los alrededores. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.

4.2.3. Pérdidas por conducción

Estas pérdidas se producen desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares en contacto con el receptor. También son proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

4.3. Balance Energético Global

A demás de las pérdidas asociadas al campo solar, existen pérdidas asociadas al sistema de conversión de energía térmica en energía eléctrica. Estas pérdidas engloban las producidas en generadores de vapor, intercambiadores de calor, la turbina, el alternador, etc. y los autoconsumos que recogen energía eléctrica para el funcionamiento de la central (accionamiento de bombas y motores, trazado eléctrico, etc.). De toda la potencia térmica captada por el campo de heliostatos, solamente se transforma en potencia eléctrica un 15% - 20%. El resto de potencia térmica que entra al sistema se disipa al ambiente.

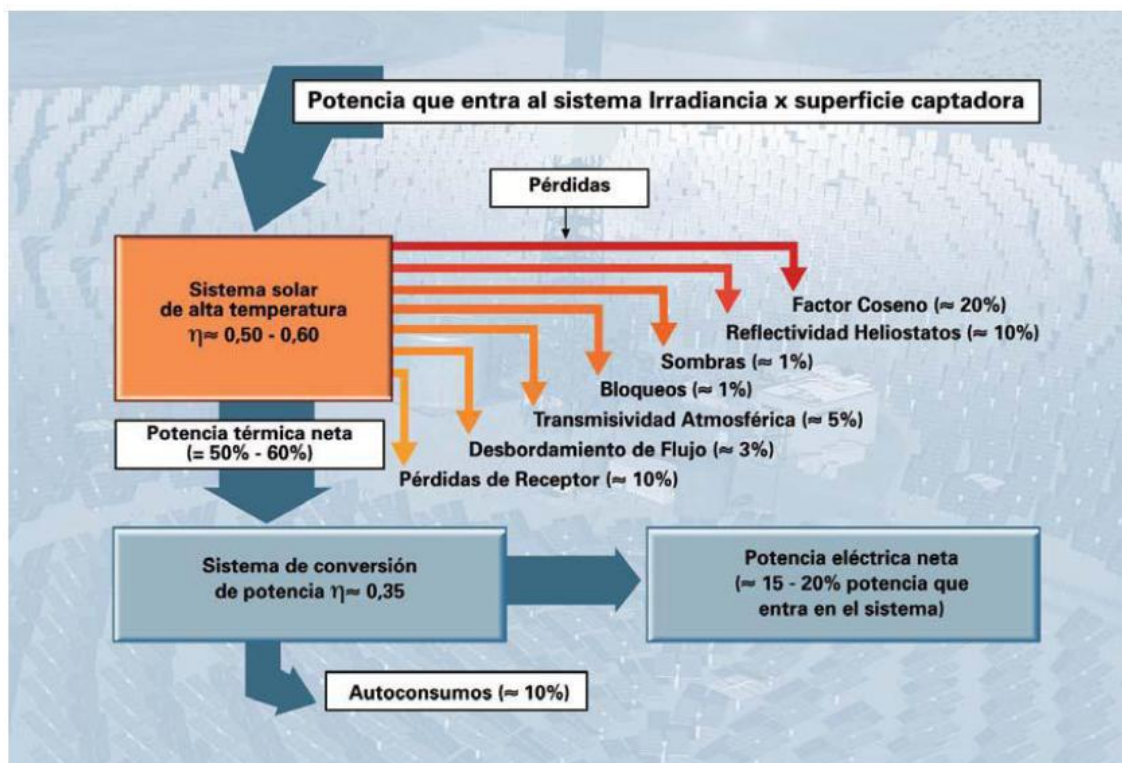


Ilustración 17: Balance energético global en la operación anual de un Sistema de Receptor Central

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA DE GEMASOLAR

En este apartado se van a describir las principales características de la planta de Gemasolar, sistema de receptor central de torre con sales fundidas y sistema de almacenamiento situado en Fuentes de Andalucía (Sevilla).

Se trata de la primera planta comercial de energía solar por concentración con tecnología de receptor central de torre y sistema de almacenamiento en sales fundidas con una eficiencia significativamente superior a la de otras plantas solares termoeléctricas actualmente en operación comercial. Entre sus numerosas innovaciones destacan el receptor de sales fundidas, el mecanismo de apunte de los heliostatos o el sistema de control, además del sistema de almacenamiento que le permite continuar produciendo electricidad durante 15 horas sin sol, ya sea de noche o con tiempo nublado. Gracias a esta capacidad de almacenamiento, la energía solar se puede convertir en gestionable al ser capaz de suministrar a la red en función de la demanda y con independencia de las condiciones climatológicas.

Gemasolar tiene una potencia de 19.9 MW, es capaz de suministrar 110 GWh al año para abastecer a 27.500 hogares. Además es capaz de reducir en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO₂.

5.1. Funcionamiento

La energía solar por concentración emplea la radiación solar directa: concentra los rayos del sol mediante espejos en un punto por el que circula un fluido, las sales fundidas, cuyo calor sirve para generar vapor de agua que mueve una turbina. En las plantas de torre central, los heliostatos reflejan la radiación solar en un receptor situado en lo alto de una torre por el que circulan las sales.

El sistema de sales fundidas, además de generar vapor, sirve también para almacenar el excedente de calor en tanques de sales de nitrato fundidas. En la torre, las sales se emplean directamente como fluido de absorción calórica: circulan desde el tanque frío, mediante bombeo, hasta el receptor en lo alto de la torre donde se calientan hasta alcanzar 565°C y bajan así al intercambiador de calor, donde ceden ese calor al agua generando vapor.

En momentos en los que la radiación calórica recibida es más que suficiente para cubrir la demanda de la turbina, parte de esas sales se almacena en un tanque caliente capaz de conservar el calor para utilizarlo en momentos de baja radiación solar cuando no se recibe suficiente calor como para generar vapor directamente. Las sales almacenadas se encargan entonces de suministrar ese calor y seguir generando vapor.

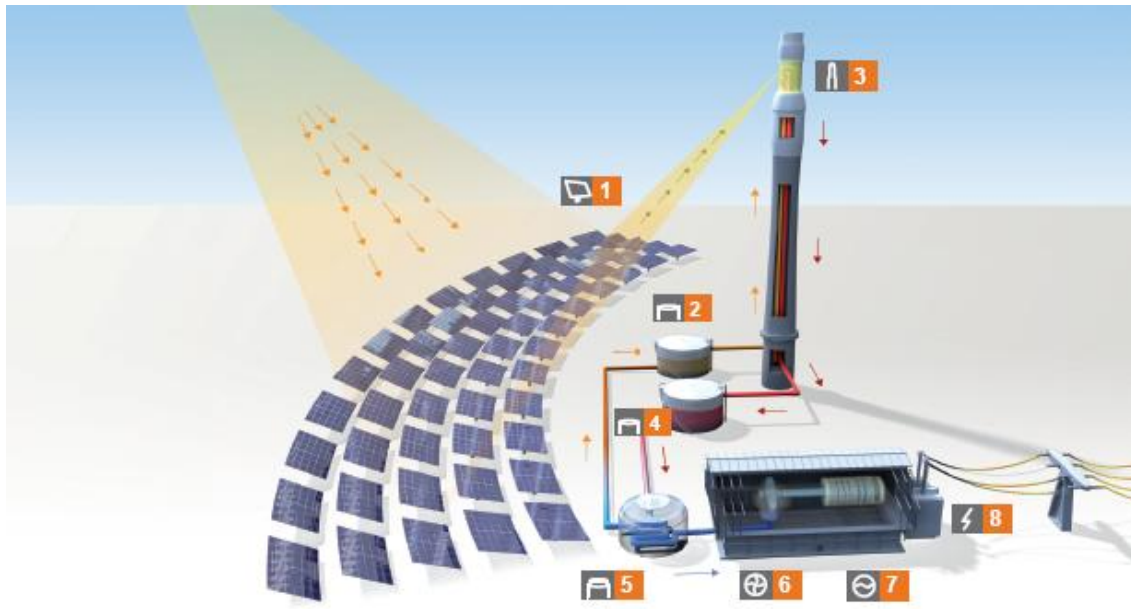


Ilustración 18: Esquema del funcionamiento de Gemasolar [5]

Estos son los diferentes pasos descritos en la figura anterior (Figura 14) para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar:

- La luz solar incide sobre los heliostatos reflejándola hacia el receptor, situado en lo alto de la torre. (1)
- Las sales, a 290°C, son bombeadas desde el tanque frío hasta el receptor. (2)
- Dentro del receptor de torre, las sales son calentadas hasta 565°C antes de ser almacenadas en el tanque de sales calientes. (3)
- En el tanque de sales calientes se almacenan las sales fundidas a muy alta temperatura. (4)
- Desde el tanque caliente las sales son conducidas al sistema de generación de vapor donde ceden calor y se enfrían. (5)
- Las sales al enfriarse generan vapor de agua a alta presión para mover la turbina. (6)
- La turbina mueve un generador eléctrico produciendo energía. (7)
- La energía producida en el generador es conducida a un transformador eléctrico para ser inyectada a la red. (8)

5.2. El campo solar y el receptor central

El campo solar se compone de 2650 heliostatos. Estos heliostatos están distribuidos en anillos concéntricos alrededor de la torre y el más alejado está situado a una distancia aproximada de 1 km. Cada heliostato consta de una superficie de espejos de 120 m² que es orientada de forma continua a lo largo del día en función de la posición del sol y las condiciones meteorológicas. Esta técnica de concentración solar requiere de un alto grado de precisión de apunte para su correcto funcionamiento, que se consigue mediante el mecanismo de actuación de dos ejes de alta precisión para cada heliostato.

La torre de Gemasolar tiene 140 metros de altura y cuenta con un receptor cilíndrico de alta eficiencia ubicado en lo alto de la torre.

5.3. Los tanques de almacenamiento

Existen dos grandes tanques de almacenamiento térmico con una capacidad de 800 MWh de energía fabricados de acero inoxidable con el fin de evitar su corrosión a consecuencia de las altas temperaturas. Están aislados térmicamente facilitando el almacenamiento de las sales durante largos periodos de tiempo.

Cuando la planta calienta más sales fundidas de las necesarias para satisfacer las necesidades inmediatas de la turbina, el exceso de energía se almacena en un tanque altamente aislado. Por la noche o cuando la radiación del sol no está disponible, las sales almacenadas mantienen la turbina en funcionamiento hasta 15 horas sin luz solar.

El almacenamiento térmico presenta ventajas tanto técnicas como sociales. Pasamos a verlas a continuación:

- Ventajas técnicas

En una planta sin almacenamiento, el funcionamiento de la turbina debe ajustarse a las condiciones medioambientales. La turbina de vapor produce más potencia en los momentos de máxima irradiación y menos en los momentos de menor irradiación. En aquellos momentos en los que la irradiación solar no alcanza el mínimo técnico necesario para operar la turbina deja de funcionar.

Dado que la potencia solar es variable a lo largo del día y a lo largo del año, la turbina debe dimensionarse para una cierta solución de compromiso. Si se elige dimensionar la turbina para potencia máxima los días y horas de máxima irradiación, trabajará fuera del régimen ideal el resto del tiempo. La solución óptima consiste en seleccionar una turbina más pequeña apropiada para la mayor parte de los momentos de irradiación aceptable. Cuando la irradiación supera los valores promedios se opta por desenfocar el campo solar para perder el exceso de energía que podría sobrecalentar el sistema.

En el caso de las plantas con almacenamiento térmico, la turbina se hace funcionar al régimen óptimo próximo a los valores de irradiación de los días más favorables con independencia del

nivel de irradiación del día en cuestión. Todo el excedente de energía del campo solar se envía al almacenamiento térmico para alargar el número de horas de operación de la turbina más allá de la caída del sol.

Además, el almacenamiento es útil para capturar energía solar incluso en aquellos momentos en los que la irradiación no es suficiente para justificar el arranque de la turbina.

Por otro lado, al incrementarse el número de horas de funcionamiento de la planta se incrementa la rentabilidad.

- Ventajas sociales

En España y en general en Europa, se producen dos momentos de máxima demanda de electricidad: uno a media mañana y otro durante las primeras horas de la noche cuando se iluminan las calles y comercios, se encienden electrodomésticos en los hogares y los consumidores industriales continúan en operación. Gracias al almacenamiento, se puede generar a esas horas y así gestionar el suministro de energía.

5.4. Principales ventajas de Gemasolar

- Gracias al sistema de almacenamiento la operación de la turbina no se ve afectada inmediatamente por una nube o un fuerte viento.
- La turbina no se detiene cada noche lo que alarga su vida útil.
- La producción eléctrica de la turbina es gestionable. Se puede escoger el momento en que se suministra a la red.
- Se maximiza el rendimiento de la planta. En Gemasolar se espera alcanzar una producción de 6450 horas/año, lo que maximiza los beneficios.
- Todos los fluidos se concentran en una misma área, reduciendo las pérdidas térmicas y los costes de mantenimiento.
- El mismo fluido se emplea para almacenamiento y como fluido de transferencia térmica, por lo que hay menos intercambio de calor.
- Las sales fundidas alcanzan mayor temperatura, lo que maximiza la eficiencia termodinámica.

5.5. Impacto medioambiental

La planta de Gemasolar, produciendo 110 GWh de electricidad generada con recursos solares, es capaz de reducir en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO₂ ya que evita la necesidad de quemar 89.000 toneladas de lignito al año o de importar 28.600 toneladas anuales de petróleo.

La planta utiliza agua para enfriar el condensado, pero no se abastece de pozos ni de captaciones de agua de río o de abastecimiento público. La planta de Gemasolar recoge el agua de lluvia caída en la zona, la canaliza y la embalsa para utilizarla como agua de refrigeración.

5.6. Gemasolar en números

Gemasolar es la primera planta comercial con 15 horas de almacenamiento térmico y la primera en utilizar receptor solar de alta temperatura en sales fundidas. Estas son sus principales características:

- Altura de la torre: 140 m
- Área reflectante total: 304 750 m²
- Superficie del campo solar: 195 Ha
- Potencia nominal de la turbina: 19.9 Mwe
- Capacidad de utilización: 75%
- Número de heliostatos: 2 650
- Potencia térmica del receptor: 120 MWt
- Capacidad de almacenamiento térmico: 15 h
- Generación anual de electricidad: 110 GWh
- Ahorro de emisión de CO₂: 30 000 t/año

6. DISTRICT HEATING/DISTRICT COOLING

Estos sistemas son conocidos como redes urbanas de calor y frío. Se trata de distribuir energía térmica en forma de fluidos caloportadores desde una fuente central de producción a través de una red hacia múltiples edificios o emplazamientos para la climatización de espacios o procesos industriales.

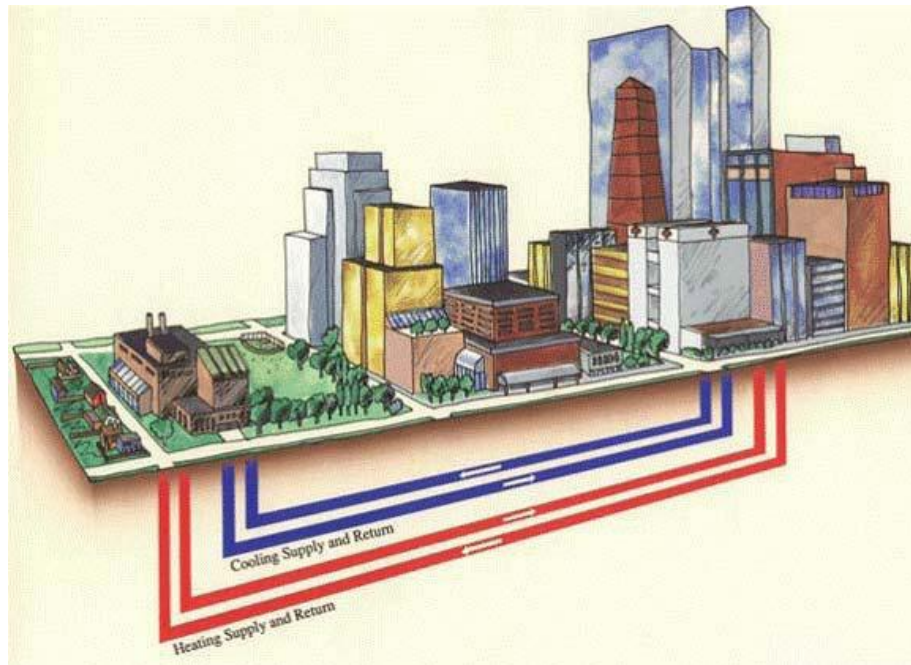


Ilustración 19: Esquema del sistema de District Heating/District Cooling [11]

Se caracteriza por ser una tecnología orientada a la producción y suministro de climatización desde una planta central a diversos usuarios. Esta distribución se realiza mediante un fluido portador a través de una red de tuberías aisladas térmicamente. De esta forma, cada usuario dispone de forma independiente del servicio.

Los sistemas District Heating/District Cooling varían según las fuentes energéticas utilizadas y su tamaño, que puede ir desde un limitado número de viviendas hasta zonas metropolitanas completas.

6.1. Ventajas e inconvenientes

Las principales ventajas de este sistema son las siguientes:

- Elevada eficiencia energética de la instalación.
- Ahorro en el precio de la energía térmica generada.
- Disminución del impacto ambiental.
- Eliminación de elementos productores de energía en el interior de los edificios recuperando espacios y evitando riesgos.
- Suministro directo de la energía al usuario, evitando manipular y mantener los equipos.
- Uso individualizado de la energía: el sistema de operación mantiene constante la temperatura de la red de agua fría satisfaciendo las necesidades de los usuarios.

A continuación se citan los inconvenientes de este sistema:

- Fuerte inversión inicial debiendo ser amortizada en un plazo de tiempo medio.
- Áreas de baja densidad demográfica provocan una elevada inversión por casa.

6.2. Tipos de redes de distrito

Las redes de distrito pueden clasificarse siguiendo diferentes criterios. A continuación se describen las redes de distrito en función de su clasificación:

- Según el trazado
- Según los circuitos
- Según los sectores abastecidos

6.2.1. Según el trazado

La red de distribución de energía térmica puede configurarse de dos maneras diferentes según el trazado tenga:

- Trazado ramificado (o en espina de pescado): cada parcela se conecta a un única central generadora mediante una única vía de suministro. Son redes de trazado simple pero de difícil ampliación y de baja capacidad de respuesta ante una avería.

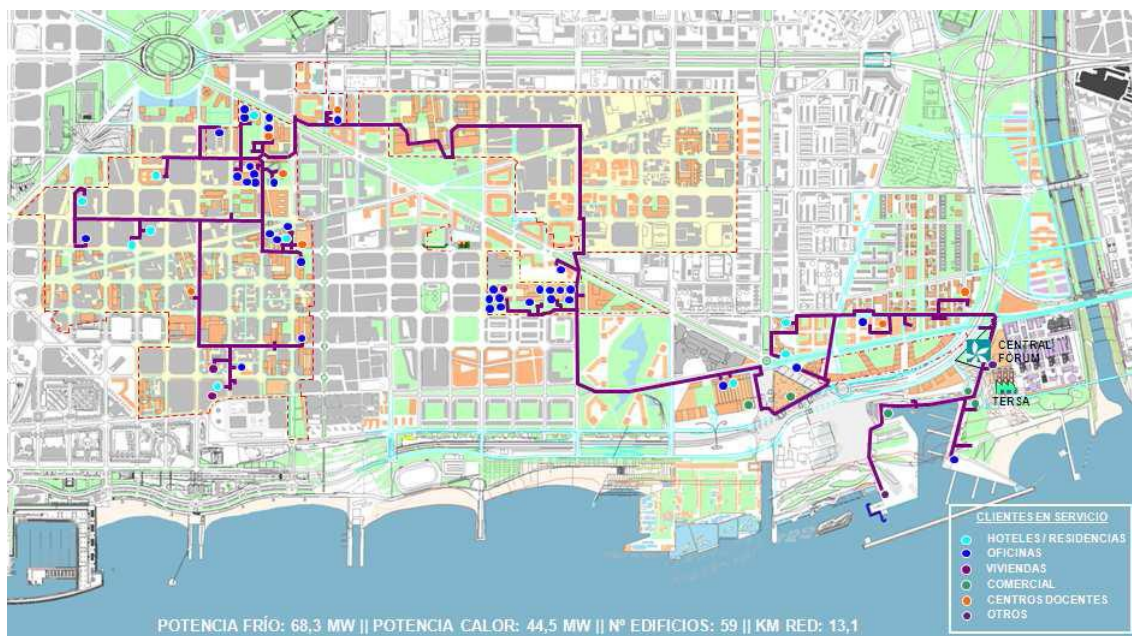


Ilustración 20: Ejemplo de red con trazado ramificado [12]

- Trazado en malla: el consumidor está conectado a la central generadora mediante varias vías alternativas. En caso de tener varias centrales próximas, puede conectarse a más de una. El trazado es complejo y el gasto más elevado, pero la fiabilidad de la red aumenta significativamente. Solo se suelen utilizar en caso de que sea una condición necesaria garantizar el suministro de manera muy estricta o en redes más grandes.

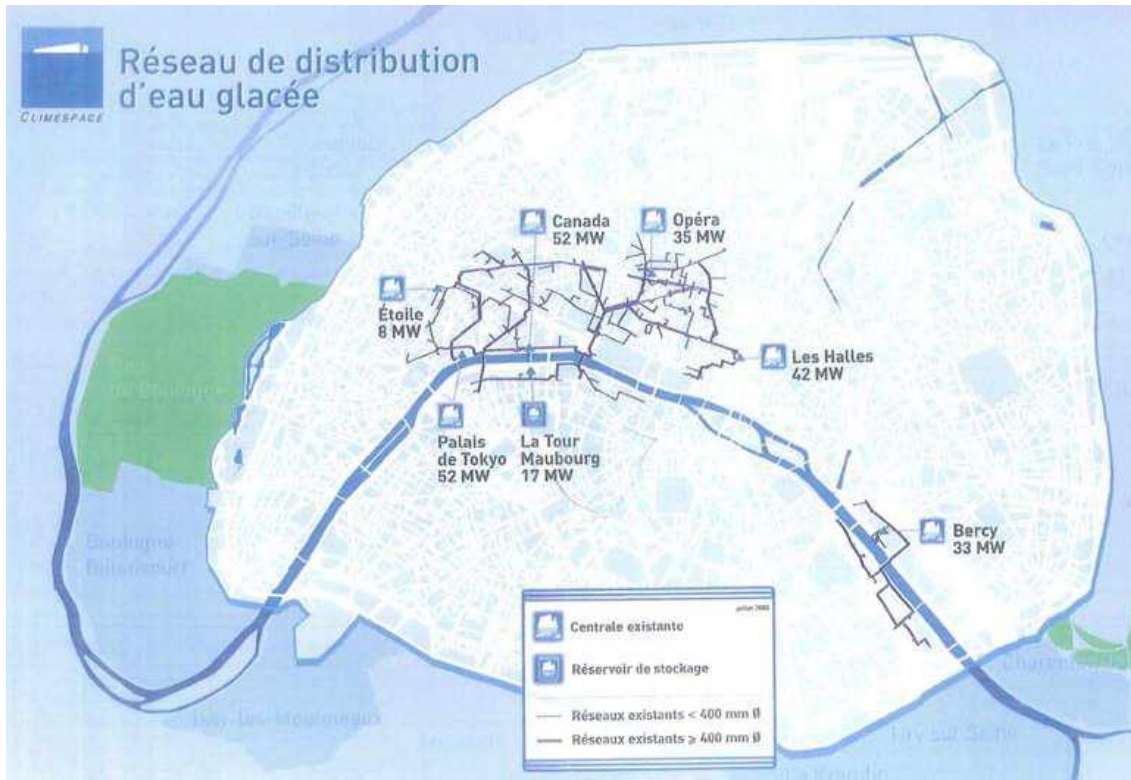


Ilustración 21: Ejemplo de red con trazado en malla [12]

- Trazado en anillo: consiste en una solución de trazado ramificado en la que el punto final de la red también puede estar conectado con el inicio por cuestiones de seguridad en el suministro. Es una solución intermedia de las dos anteriores.

6.2.2. Según los circuitos

La energía puede distribuirse de varias maneras según la cantidad de tuberías que lleguen al consumidor final.

- Sistemas de 2 tubos: una tubería transporta el fluido hasta el consumidor y vuelve por un segundo tubo hasta la central generadora. Estos sistemas están diseñados para un solo uso (calor o frío).
- Sistemas de 3 tubos: una tubería transporta agua fría; la otra, agua caliente; y la tercera es utilizada de retorno común para las dos anteriores. La ventaja principal de esta configuración es que disminuyen los gastos de inversión de tuberías. El inconveniente de esta configuración es la baja eficiencia debido a la mezcla de los fluidos caliente y frío en el retorno. Por este motivo esta configuración es desaconsejable.

- Sistemas de 4 tubos: cuando quieren satisfacerse simultáneamente las demandas de calefacción y refrigeración en cualquier época del año y se generan ambos tipos de energía en la misma red. De esta manera hay una tubería de ida y de vuelta tanto para el agua fría como para el agua caliente. Esta configuración es la opción más habitual. Es un sistema de elevado coste en tuberías pero el de más flexibilidad.

Algunas redes de distrito de calor pueden configurarse mediante sistemas de 4 tuberías que separan el agua utilizada para calefacción de la utilizada para producir agua caliente sanitaria. De este modo la red de calefacción que trabaja a temperatura elevada en invierno se puede desconectar en verano y la otra para agua corriente sanitaria sigue trabajando todo el año a baja temperatura (70°C).

6.2.3. Según los sectores abastecidos

- Residencial y comercial: Las redes de distrito suelen abastecer viviendas y edificios comerciales o del sector servicios, ya sean equipamientos públicos o edificios privados. Se debe tener en cuenta que si las viviendas se contratan individualmente se complica la facturación y la atención al cliente al existir un elevado número de puntos de consumo. Una alternativa es la de suministrar a las comunidades de vecinos. En los casos de población dispersa la rentabilidad de la red disminuye, es más interesante la mayor intensidad de consumo por superficie de suelo de las áreas urbanas con mucha concentración de población.
- Industrial: También existen redes de distrito ubicadas en polígonos industriales. En este caso las aplicaciones industriales de estos sistemas son particulares debido a la variedad de usos de calor y frío en la industria. Una de las diferencias principales respecto a las anteriores son las temperaturas de operación, normalmente más altas, pero también los fluidos caloportadores que pueden ser vapor o CO₂.

6.3. Partes del sistema

Las redes de distrito para la distribución de calor y/o frío son un entramado de tuberías aisladas mediante el cual se distribuye energía térmica desde una central de generación hasta un conjunto de consumidores. Estos sistemas constan de 3 elementos principales bien diferenciados:

- la central térmica de producción
- la red de distribución
- las subestaciones de intercambio térmico de los edificios.

La producción de calor o frío en estos sistemas se realiza de manera centralizada para los distintos consumidores en la central de generación. De esta manera pueden eliminarse los equipos individuales en los puntos de consumo, ya sean viviendas o edificios, al mismo tiempo que es posible disponer de tecnologías con mejor eficiencia energética como la cogeneración, el uso de calor residual o las energías renovables (biomasa, energía solar, geotermia).

La red de tuberías que permite la distribución de los fluidos está formada principalmente por tubos aislados para minimizar las pérdidas térmicas. Mediante agua, se transporta la energía hasta los usuarios donde se cede el calor a los puntos de consumo enfriando el fluido en el caso de las redes de calefacción, o bien se absorbe el calor de los puntos de consumo, es decir se calienta el fluido, en el caso de redes de refrigeración. La red también dispone de un circuito de retorno a la central. Habitualmente, las tuberías se distribuyen en zanjas subterráneas que siguen el trazado de las calles en zonas urbanas.

La transferencia térmica entre la red de distribución y los consumidores (edificios o viviendas) se realiza a través de una subestación formada por un intercambiador y los elementos que regulan y controlan que el funcionamiento sea correcto, así como los elementos de medición para facturar las energías.

6.3.1. La central térmica de producción

Las centrales de generación de energía se diseñan para abastecer el total de la demanda de calefacción, de refrigeración y de agua corriente sanitaria. Dentro de la central se ubican todos los elementos y maquinaria necesarios para la generación del agua, ya sea caliente o fría, así como los grupos de bombeo utilizados para la impulsión del fluido caloportante hasta los distintos puntos de consumo.

El tipo de central depende de varios factores tales como el combustible que se utiliza, la tecnología y la ubicación escogida. El caso ideal dentro de las zonas urbanas es aprovechar la energía térmica residual de centrales que ya funcionen o crear centrales nuevas en las que se pueda aprovechar la energía térmica residual de la producción de electricidad o en las que haya combustible residual. No obstante, la tendencia habitual es que las centrales de generación eléctrica no estén dentro del centro urbano.

Para generar energía térmica en forma de calor, pueden utilizarse desde calderas hasta equipos de cogeneración, tanto si son motores como si son turbinas. Cada una de las tecnologías puede combinarse con las diversas fuentes energéticas disponibles y dan como resultado un grado de emisiones más o menos elevado en función de si el combustible es fósil o si se utiliza biomasa, energías renovables o calor residual. Independientemente del tipo de central de generación que se utilice, existe la posibilidad de integrar energía solar al circuito.

Para generar energía térmica en forma de frío, lo más común es la refrigeración por compresión que se alimenta mediante energía eléctrica. Existe la posibilidad de utilizar sistemas de absorción y adsorción alimentados por fuentes de calor.

A continuación se describe con más detalle el modo de operación de una máquina de absorción ya que es el sistema elegido para nuestra simulación:

Los ciclos de absorción se basan físicamente en la capacidad que tienen algunas sustancias como el agua y algunas sales como el Bromuro de Litio para absorber, en fase líquida, vapores de otras sustancias tales como el Amoniac y el agua respectivamente.

La sustancia que absorbe los vapores es conocida como agente absorbente mientras que se habla de agente refrigerante o agente frigorífico designando a la sustancia que se evapora. En los ciclos de absorción Agua-amoniaco y Bromuro de Litio-Agua los absorbentes serían el agua y la solución de Bromuro de Litio y los refrigerantes el Amoniac y el agua destilada respectivamente.

En la máquina de absorción, el refrigerante, agua o amoniaco, se evapora en el evaporador tomando el calor de cambio de estado del fluido que circula por el interior del haz de tubos del intercambiador. Los vapores producidos se absorben por el absorbente, agua o solución de bromuro de litio, en un proceso de disolución endotérmico que requiere de refrigeración externa para que la solución se mantenga en condiciones de temperatura correcta y no aumente la presión en la cámara en la que se produce la absorción, conocida como absorbedor. En este circuito de refrigeración externa se utilizan normalmente torres de refrigeración de agua. El agua enfriada en la torre se hace circular a través del interior del haz de tubos de otro intercambiador que se encuentra situado en el interior de la cámara del absorbedor y sobre el que se rocía el absorbente para facilitar el proceso de absorción.

La masa de absorbente conteniendo el refrigerante absorbido se transporta, mediante bombeo, hasta otro intercambiador de calor cuya función es separar el refrigerante del absorbente por destilación del primero. Este intercambiador se conoce como concentrador o generador. Por su haz de tubos se hace circular el fluido caliente, normalmente agua o vapor de agua. En el concentrador se produce la ebullición del refrigerante, que se separa del absorbente y que como consecuencia aumenta su concentración (solución salina) o su pureza (agua) para que pueda ser utilizado de nuevo en el proceso de absorción.

El flujo de absorbente vuelve al absorbedor mientras que el flujo de vapores del refrigerante destilado en el generador pasa, por simple diferencia de presión, a otro intercambiador de calor denominado condensador y por el interior de cuyo haz de tubos circula agua procedente de la torre de refrigeración. El líquido obtenido en el condensador se canaliza hacia la cámara del evaporador por gravedad y por diferencia de presión. Cuando el líquido llega a la cámara del evaporador se evapora parcialmente llevando la temperatura de la masa del líquido a la temperatura de saturación que corresponde a la presión en la que se encuentra la cámara del evaporador.

En este punto el líquido frío está en condiciones de tomar calor del fluido que circula por el interior del haz tubular del evaporador hasta evaporarse y cerrar así el ciclo.

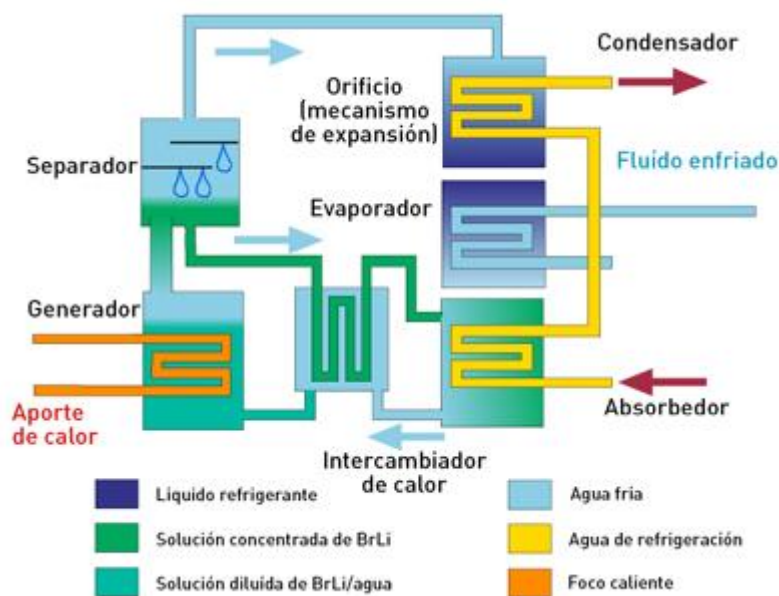


Ilustración 22: Funcionamiento de una máquina de absorción [26]

6.3.2. La red de distribución

La red de distribución está formada por un sistema de tuberías aisladas y sistemas de bombeo. Se pueden incluir sistemas de acumulación de calor, almacenando el calor cuando las necesidades de consumo son bajas y siendo compensadas cuando la demanda de calor resulta ser elevada.

6.3.2.1. Tuberías

Los conductos de las redes de District Heating/District Cooling están formados por dos tuberías, una de impulsión y una de retorno. La extensión del sistema y el número de ramificaciones dependen de la situación de la planta de producción de energía, del número y distribución de los usuarios y de las pérdidas de energía en la red.

Una característica importante de las tuberías es el aislamiento ya que deben reducirse al máximo posible las pérdidas de calor por distribución.

La red de tuberías de un sistema de District Heating/District Cooling pueden dividirse en tres grupos:

- Red troncal: conduce el calor o el frío desde grandes centrales de District Heating/District Cooling hasta las redes locales de distribución
- Ramales: conducen el calor o el frío desde la red troncal, o bien desde una pequeña central hasta las tuberías de servicio. Las tuberías principales suelen seguir la dirección de las calles o carreteras.
- Acometidas o ramales de servicio a clientes: se refieren a las tuberías de interconexión desde la red de distribución hasta cada edificio o subestación.

6.3.2.2. Sistemas de bombeo

Existen varias maneras de regular el caudal que circula por una red de tuberías y la elección de un sistema u otro depende de muchos factores: el tipo de caudal con los que se pretende trabajar, el coste de la instalación, la eficiencia, la rapidez de maniobra o el mantenimiento.

Los sistemas para regular el caudal pueden ser válvulas de estrangulamiento, bypass en el grupo de bombeo o bombas de velocidad variable. Este último método es el más caro pero también el más eficiente energéticamente. Estos sistemas trabajan a una temperatura de impulsión fija y varían el caudal en función de la temperatura de retorno de la red.

Existen 4 configuraciones diferentes para los grupos de bombeo:

- Bombeo centralizado

Un grupo de bombeo impulsa el fluido por toda la red: centrales generadoras, tuberías principales y tuberías de distribución. Este tipo de red está formada por pequeñas instalaciones con los usuarios conectados en paralelo a la red. Esta configuración tiene un bajo coste de instalación y mantenimiento. Su mayor inconveniente es que el diseño inicial limita las ampliaciones por problemas de caudal y de presión.

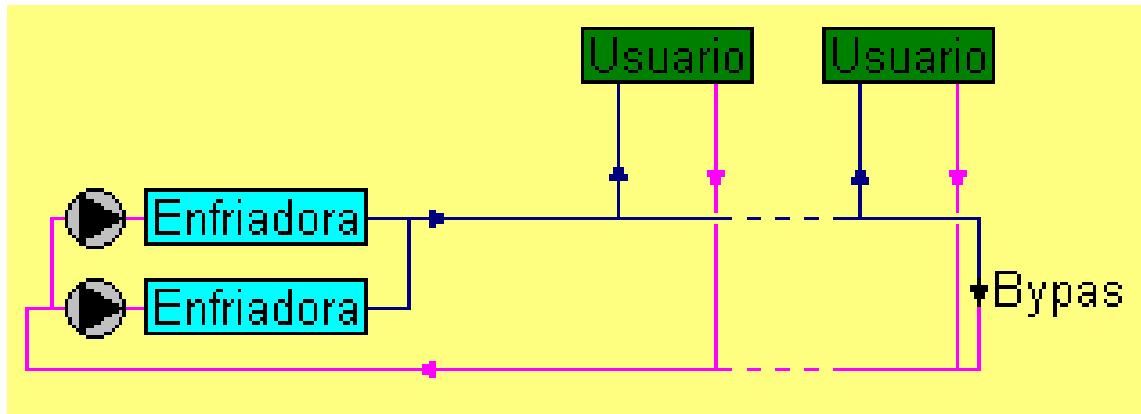


Ilustración 23: Red centralizada [27]

- Bombeo primario-secundario estándar

Es un sistema eficiente: las bombas primarias impulsan el fluido por las centrales generadoras y las secundarias por la red de distribución. En esta configuración los lazos están separados por un bypass permitiendo buen control de caudales pero con el mismo problema a la hora de ampliar la instalación.

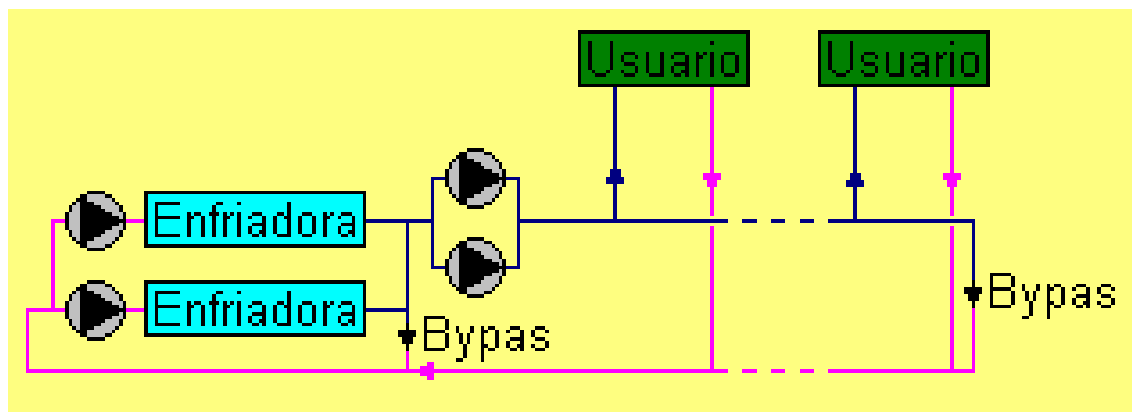


Ilustración 24: Red con lazo primario y secundario [27]

- Bombeo primario-sekundario-terciario estándar

Basado en el sistema anterior, se añaden bombas para cada circuito de distribución. Con esto y un correcto dimensionado de los grupos de bombeo se evitan problemas de sobrecargas en algunos puntos del circuito, típicos de las configuraciones anteriores. Este tipo de red permite que cada usuario disponga de su propio sistema de bombeo. Por el contrario el aumento del número de bombas dificulta el control y las operaciones de mantenimiento.

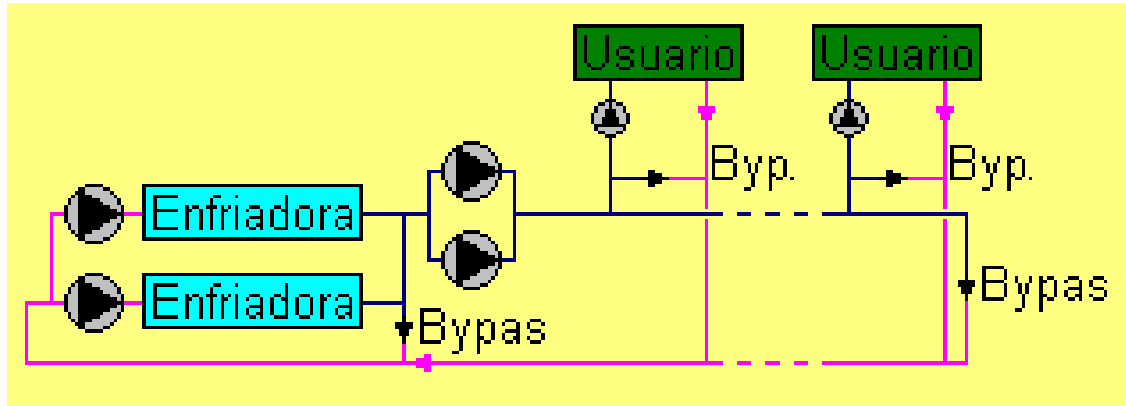


Ilustración 25: Red con lazo primario, secundario y terciario [27]

- Bombeo distribuido

Con esta configuración, cada central generadora y cada edificio consumidor disponen de su grupo de bombeo. Así se evitan interacciones entre las presiones de los diferentes grupos. Además, es un sistema más económico que el anterior y adecuado para las redes de gran extensión. Este sistema elimina el lazo secundario y resulta ser el mejor sistema para llevar a cabo la distribución.

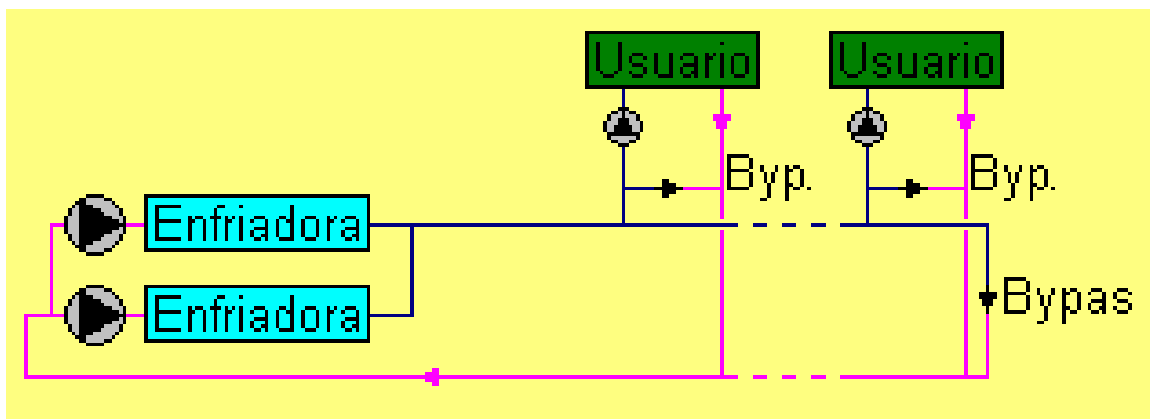


Ilustración 26: Red con bombeo distribuido [27]

6.3.3. Acometidas y subestaciones de clientes

La acometida a los clientes y la subestación consisten en la unión del sistema de distribución de la red con los consumidores. Las acometidas son las tuberías de conexión entre la red y la subestación del cliente. Las subestaciones adecuan la presión y la temperatura de la red de distribución a las condiciones necesarias para el consumo del edificio, y garantizan los saltos de temperatura necesarios para una buena eficiencia del sistema. Todas las acometidas a los clientes deben disponer de contadores de energía térmica.

Las subestaciones consisten en un equipo de regulación y control, un equipo recuento y, en función del tipo de subestación, también disponen de equipos de intercambio y almacenaje.

Existen principalmente dos tipos de subestaciones, las de conexión directa, con las que no hay una diferenciación entre el circuito de la red y el circuito del usuario, y las subestaciones de conexión indirecta, en las que se separa la red de la instalación interior, donde generalmente la separación se realiza mediante un intercambiador de calor, sin intercambio de fluido ni de presión. El sistema de agua caliente sanitaria del usuario debe ser un circuito independiente de la red para poder cumplir las condiciones de higiene especiales.

7. MODELADO MATEMÁTICO

En un primer momento, se ha decidido simular el campo de heliostatos para el 21 de junio, correspondiente con el solsticio de verano, para obtener unos resultados orientativos y observar qué zonas del campo de heliostatos son las que presentan una mayor eficiencia y comparar los resultados de la simulación con las proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol a lo largo del día para un lugar cuya latitud es de 35° , muy cercana a la de la planta de Gemasolar.

7.1. Radiación solar directa sobre superficie normal a los rayos incidentes

La central de Gemasolar se encuentra en la localidad de Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla y sus coordenadas son las siguientes:

- latitud: 37.467
- longitud: -5.333

La estación meteorológica más cercana a su ubicación se encuentra a 11.4 km, siendo esta la estación de La Luisiana cuyas coordenadas son:

- latitud: 37.526
- longitud: -5.227

Los datos que se ofrecen a continuación son datos obtenidos en dicha estación y ofrecidos por la agencia andaluza de la energía [13]. Dada su cercanía a la planta de Gemasolar, utilizamos estos datos para nuestra simulación.

Cabe recordar que, dado que los heliostatos son capaces de seguir al Sol en dos ejes, los valores de irradiancia que nos interesan como datos de partida son los de la irradiancia directa normal, que corresponde a la radiación solar medida sobre una superficie normal a los rayos solares.

Por otro lado, dado que la agencia andaluza de la energía nos ofrece tanto la media como la mediana de dicha radiación y se supone que el 21 de junio debería ser un día soleado, se decide utilizar los datos de la mediana para evitar que los datos recogidos en años en los que el 21 de junio fuese un día nublado nos conduzcan a conclusiones erróneas. Estos pocos años en los que el 21 de junio ha estado nublado provocan que la distribución sea asimétrica, por lo que se considera que la mediana es una mejor medida de la tendencia central de los datos que la media.

Se han obtenido los siguientes resultados de radiación solar directa para el 21 de junio:

Día del año	Fecha	Mediana (kJ/m ²)	Mediana (Wh/m ²)
172	21/06 a las 5:00	1573.7	437.1
172	21/06 a las 6:00	1828.5	507.9
172	21/06 a las 7:00	2083.3	578.7
172	21/06 a las 8:00	2320.8	644.7
172	21/06 a las 9:00	2524.7	701.3
172	21/06 a las 10:00	2681.1	744.8
172	21/06 a las 11:00	2779.5	772.1
172	21/06 a las 12:00	2813	781.4
172	21/06 a las 13:00	2779.5	772.1
172	21/06 a las 14:00	2681.1	744.8
172	21/06 a las 15:00	2524.7	701.3
172	21/06 a las 16:00	2320.8	644.7
172	21/06 a las 17:00	2083.3	578.8
172	21/06 a las 18:00	1828.5	507.9
172	21/06 a las 19:00	1573.7	437.1

Tabla 2: Desglose horario de la radiación directa media recibida en la estación de La Luisiana el 21 de junio (Wh/m2)

A continuación se representan los datos ofrecidos por la agencia andaluza de la energía:

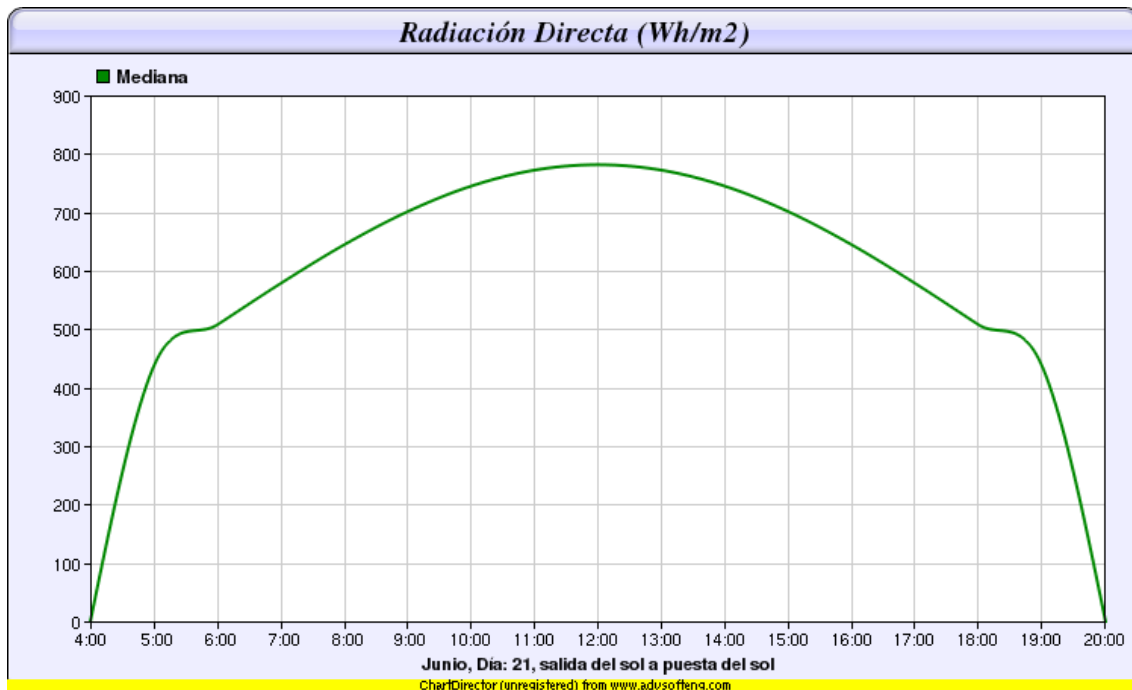


Ilustración 27: Radiación directa media recibida en la estación de La Luisiana el 21 de junio (Wh/m2) [13]

7.2. Ángulos solares

7.2.1. Declinación solar

La declinación solar δ es el ángulo formado por los rayos que proceden del Sol y el plano que incluye el ecuador de la Tierra, llamado plano ecuatorial.

En el movimiento de traslación alrededor del Sol, el plano ecuatorial mantiene una inclinación fija de 23.45° respecto al plano de la elíptica por lo que la declinación oscila a lo largo del año entre $+23.45^\circ$ en el solsticio de junio y -23.45° en el solsticio de enero para el hemisferio norte. Para cada día del año tiene un valor único y en los equinoccios su valor es nulo. En esta última situación, un observador en el ecuador observa que el Sol está directamente sobre su cabeza al mediodía, el Sol es visible y no visible a tiempos iguales durante 12 horas por periodo.

Para nuestra simulación, obtenemos el valor de la declinación solar para el 21 de junio en la central de Gemasolar mediante la fórmula de Spencer:

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \times \cos(aux) + 0.070257 \times \sin(aux) - 0.006758 \times \cos(2 \times aux) + 0.000907 \times \sin(2 \times aux) - 0.002697 \times \cos(3 \times aux) + 0.00148 \times \sin(3 \times aux)$$

$$\text{Con } aux = N \times \frac{2 \times \pi}{365} \text{ siendo } N \text{ el día del año (} N=172 \text{ para el 21 de junio)}$$

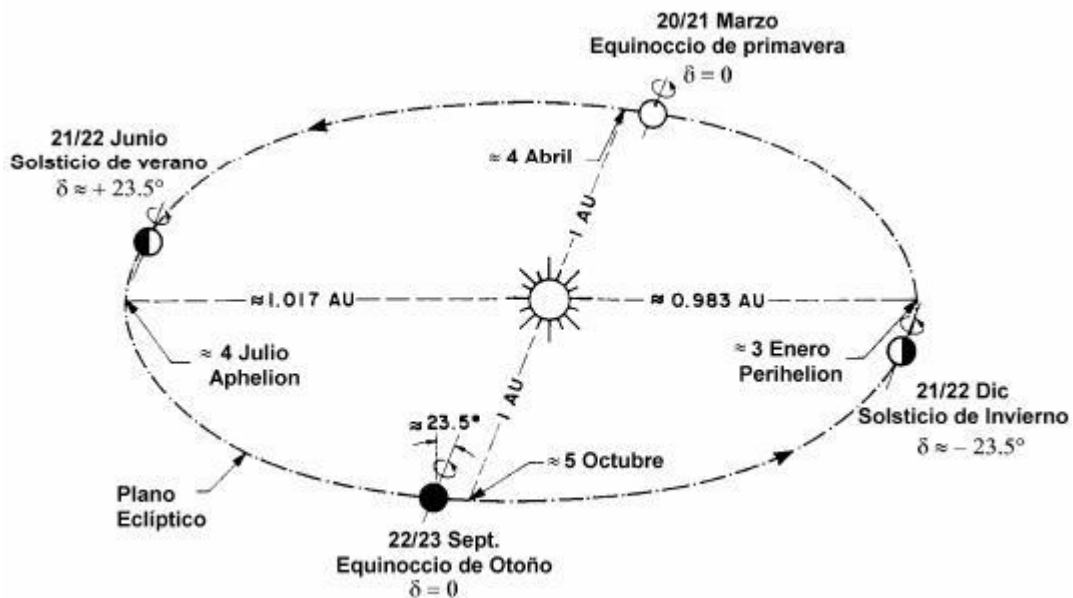


Ilustración 28: Declinación solar [14]

7.2.2. Ángulo horario

Para describir la rotación de la Tierra sobre su eje polar, se utiliza el concepto de ángulo horario. El ángulo horario ω indica el desplazamiento angular del Sol sobre el plano de la trayectoria solar. Se toma como origen del ángulo el mediodía solar y valores crecientes en el sentido de movimiento del Sol. Cada hora corresponde a 15° . En el mediodía solar, el Sol alcanza su punto más alto en el cielo y se dice que está exactamente al Sur desde el plano meridiano del observador que contiene al Sol (al Norte para el hemisferio sur).

$$\frac{360^\circ}{24\text{horas}} = 15^\circ$$

Conocida la hora solar y sabiendo que el origen de coordenadas se encuentra en el meridiano local y que una hora corresponde a 15° tenemos que:

$$\omega(^{\circ}) = (\text{hora solar} - 12) * 15^\circ$$

Pasamos a radianes mediante la fórmula siguiente:

$$\omega(\text{rad}) = \frac{2*\pi}{360} * (\text{hora solar} - 12) * 15^\circ$$

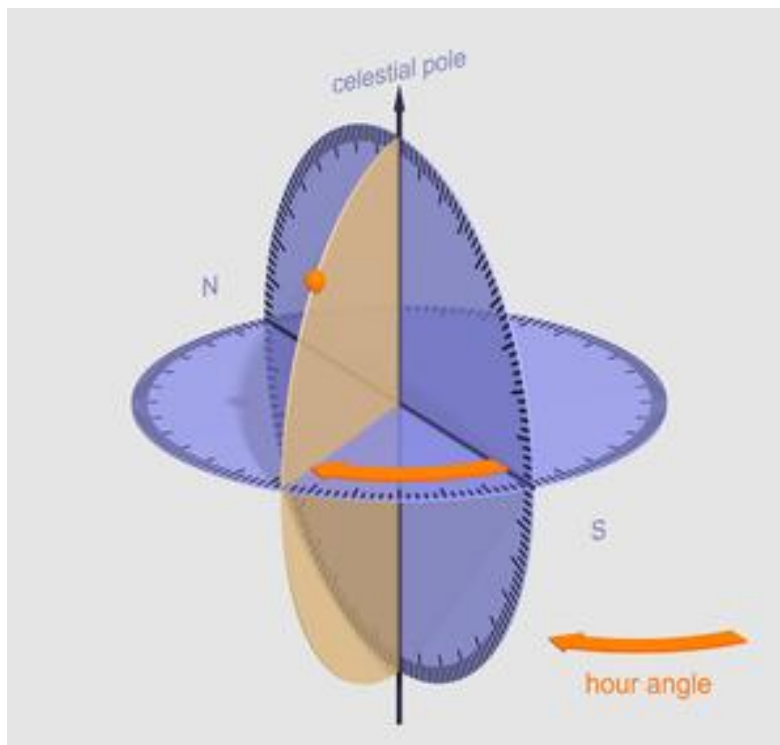


Ilustración 29: Ángulo horario [15]

7.2.3. Hora solar

La hora que nos indican los relojes solares, conocida como hora solar verdadera, no coincide con la hora oficial que marcan los relojes que utilizamos en nuestro día a día. Veamos a continuación cómo se puede pasar de la hora solar verdadera a la hora oficial.

- Hora solar verdadera y hora solar media

El mediodía local se define como el momento en el cual el Sol se encuentra en su punto más alto. En ese momento, las sombras son proyectadas hacia el norte en el hemisferio norte y hacia el sur en el hemisferio sur.

Se define el día solar verdadero como el intervalo de tiempo transcurrido entre dos pasos consecutivos del Sol por el meridiano del lugar o dos mediodías consecutivos. La duración de este intervalo de tiempo no es constante a lo largo del año y oscila unos segundos por encima o por debajo de 24 horas en función de la época del año. Estos días solares verdaderos se dividen en 24 horas solares verdaderas.

Por el contrario, el día solar medio corresponde al promedio de los días solares verdaderos y su duración es de 24 horas.

Al oscilar unos segundos la duración de los días solares verdaderos respecto a la duración de los días solares medios, la acumulación de este desfase de tiempo a lo largo del año provoca que se produzcan diferencias cercanas a los 15 minutos en algunos momentos del año entre la hora solar verdadera y la hora solar media.

Como puede observarse en la siguiente ilustración, en la que se representa la ecuación del tiempo como la diferencia entre la hora solar media y la hora solar verdadera a lo largo del año, durante el mes de febrero la hora solar verdadera va retrasada más de 14 minutos respecto a la hora solar media y por el contrario, en el mes de noviembre, la hora solar verdadera va adelantada más de 16 minutos respecto a la hora solar media.

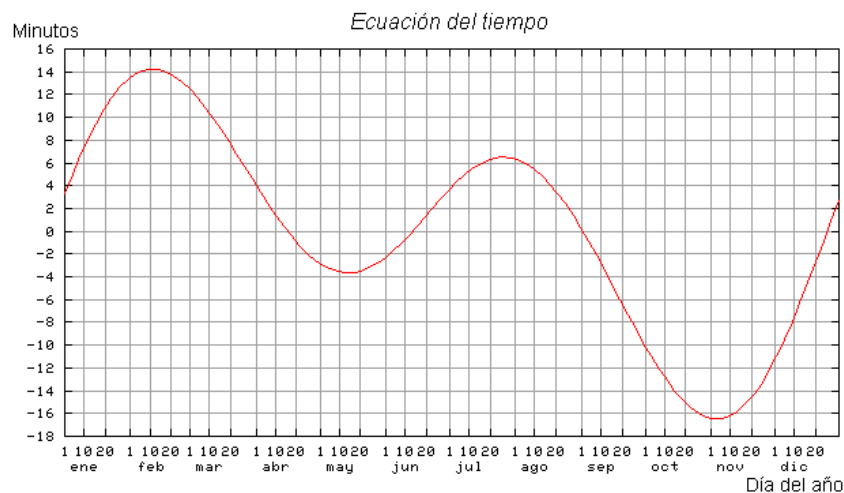


Ilustración 30: Ecuación del tiempo [16]

Se puede por lo tanto conocer el valor de la hora solar media a partir de la hora solar verdadera mediante la siguiente expresión:

$$\text{hora solar media} = \text{hora solar verdadera} + \text{ecuación del tiempo}$$

Esta diferencia entre la hora solar media y la hora solar verdadera se debe a dos razones: por un lado a la oblicuidad de la eclíptica, que corresponde al ángulo de inclinación que presenta el eje de rotación de la Tierra con respecto a una perpendicular al plano de la eclíptica, y por otro a la elipse que describe la Tierra alrededor del Sol, que provoca que el movimiento aparente de este último varíe a lo largo del año.



Ilustración 31: Órbita elíptica de la Tierra alrededor del Sol [17]

- Husos horarios y hora local

La hora solar media es la misma para todos aquellos lugares que comparten la misma longitud geográfica. Por el contrario, si nos desplazamos hacia el Este la hora solar media se va adelantando y si lo hacemos hacia el Oeste se va retrasando. Por lo tanto, al desplazarnos hacia el Este o el Oeste, la hora solar media varía por lo que no es práctico utilizarla como referencia en nuestro día a día.

Por comodidad, se ha dividido la Tierra en 24 zonas conocidas como husos horarios que van del Polo Norte al Polo Sur y que corresponden a las 24 horas de un día solar medio. Los husos no corresponden exactamente con los meridianos ya que esto provocaría que lugares de un mismo país tuvieran horas diferentes. La hora dentro de un mismo huso horario es por lo tanto la misma en todos los lugares y es la que corresponde al meridiano central del huso.

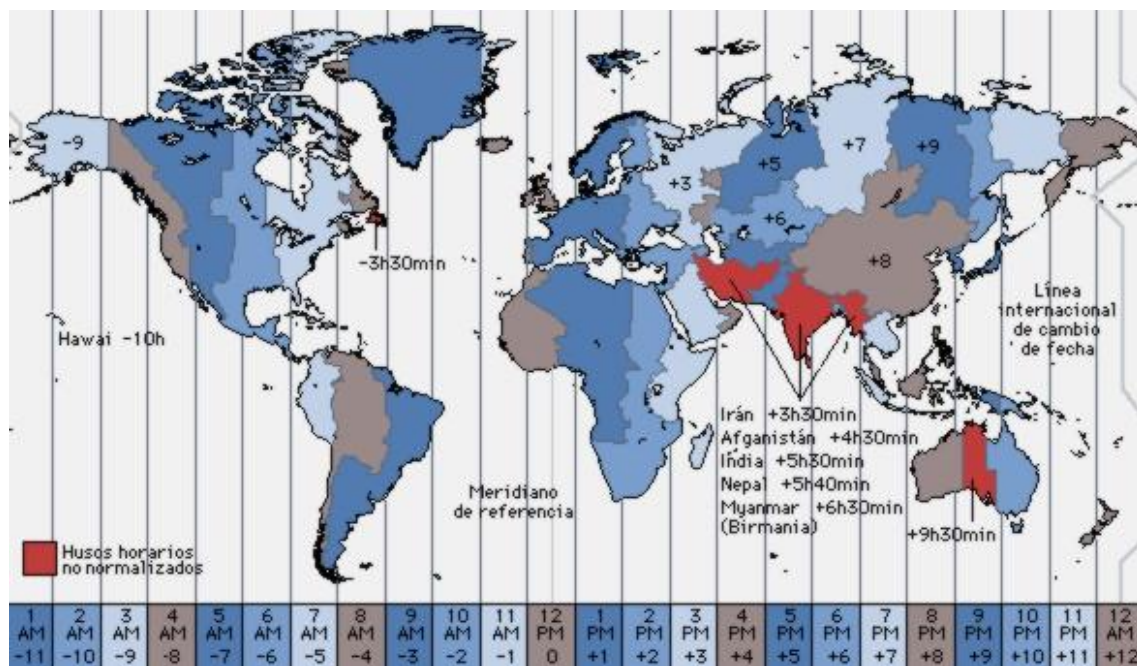


Ilustración 32: Husos horarios [18]

Para obtener la hora solar media de un lugar determinado respecto a la hora local del huso horario, es necesario determinar la diferencia en grados entre la longitud del lugar y la del meridiano central del huso y multiplicarla por 4, que son los minutos que corresponden a cada grado de longitud.

Este valor se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\frac{24 \text{ horas} * 60 \frac{\text{min}}{\text{horas}}}{360^\circ} = 4 \text{ min}/^\circ$$

- La hora oficial

La hora oficial es la que utilizamos habitualmente. Esta varía de la hora legal en aquellos países como España en los que se decide adelantar la hora oficial sobre la hora legal con el fin de aprovechar al máximo las horas de luz solar y ahorrar por lo tanto energía.

En España la hora oficial lleva un adelanto de una hora sobre la hora legal durante el horario de invierno y de dos horas durante el horario de verano.

A modo de resumen, podemos obtener la hora oficial a partir de la hora solar utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Hora oficial} = \text{hora solar verdadera} + \text{ecuación del tiempo} + (\text{longitud del lugar} - \text{longitud del meridiano central del huso}) * 4 \text{ minutos} + (2 \text{ horas de Abril a octubre } \text{ó} \text{ } 1 \text{ el resto del año})$$

Para la estación sevillana de La Luisiana, situada a 11.4 kilómetros de la central de Gemasolar, los datos que nos van a ser de ayuda para obtener la hora oficial en función de la hora solar verdadera para el día del año de nuestro estudio, el 21 de junio, son los siguientes:

- Longitud de la estación de La Luisiana: -5.227 (5° 13' 37.2" oeste)
- Longitud del meridiano central del huso (meridiano de Greenwich): 0
- ecuación del tiempo: 1min25s
- +2h (de abril a octubre)

Por lo tanto:

$$\text{Hora oficial} = \text{hora solar verdadera} + 1\text{min}25\text{s} + 5.227 * 4 \text{ min} + 2\text{h})$$

$$\text{Hora oficial} = \text{hora solar verdadera} + 2\text{h } 22\text{min } 19.5\text{s}$$

7.2.4. Latitud

La latitud ϕ es la distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado de la Tierra medida a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto.

Según el hemisferio en el que se sitúa el punto, puede ser latitud norte o sur. Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.

La intersección del plano ecuatorial con la superficie de la Tierra forma el Ecuador, al cual le corresponde la latitud de 0° y los polos Norte y Sur tienen latitud 90° y -90° respectivamente.

Otros ángulos de latitud de interés son el Trópico de Cáncer (paralelo situado a 23.45° latitud Norte) y el Trópico de Capricornio (paralelo situado a -23.45° latitud Sur) que representan la máxima inclinación de los polos norte y sur respectivamente hacia el Sol. Los Trópicos de Cáncer y Capricornio representan las mayores latitudes donde el Sol se encuentra directamente en la vertical en el mediodía solar.

Por otro lado tenemos el Círculo Polar Ártico (paralelo situado a 66.55° latitud Norte) y el Círculo Polar Antártico (paralelo situado a -66.55° latitud Sur) que representan la intersección de una perpendicular a la línea Sol-Tierra cuando los polos Sur y Norte se encuentran en su máxima inclinación hacia el Sol. Los Círculos Polares Ártico y Antártico representan las menores latitudes donde hay 24 horas de luz solar u oscuridad.

Para nuestro estudio, tenemos que la latitud de la central de Gemasolar es de 37.467° .

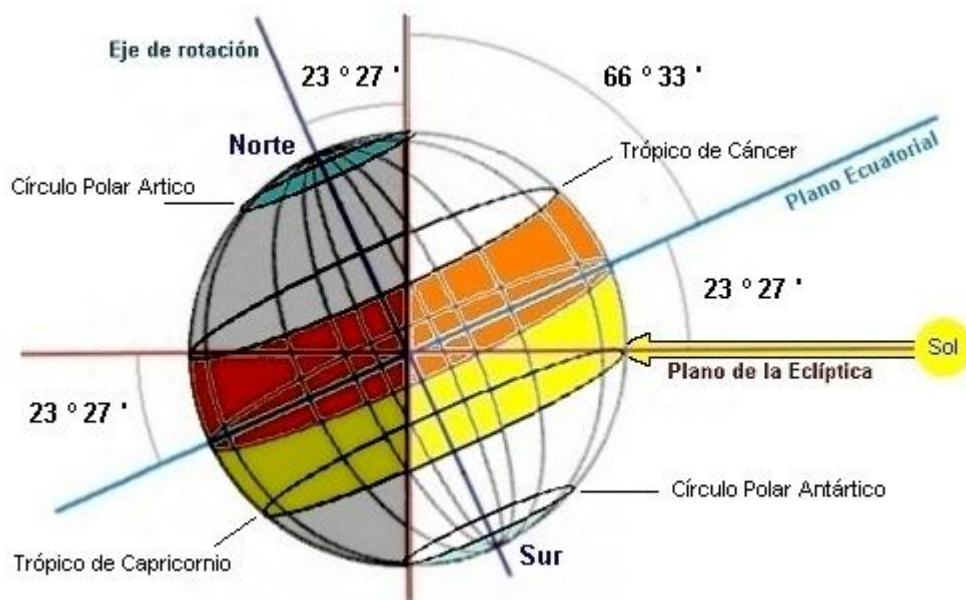


Ilustración 33: Latitud solar para puntos de interés [19]

7.2.5. Ángulo de altitud solar

La altura solar α es la altura angular del sol sobre el horizonte celestial del observador. Este ángulo varía entre 0° y 90° y es el complemento del ángulo cenital.

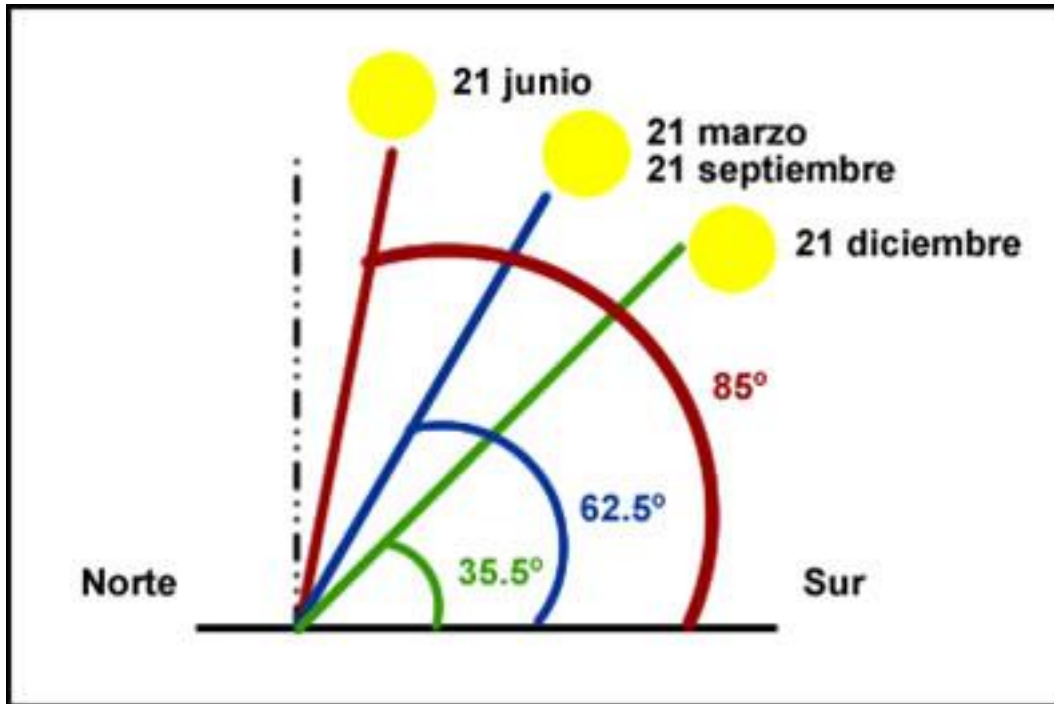


Ilustración 34: Altitud solar para diferentes días del año en el hemisferio Norte [20]

Para obtener el valor del ángulo de altitud solar a cada instante en nuestra simulación, expresamos el ángulo de altitud solar en función de la latitud del observador, el ángulo horario y la declinación del Sol mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\omega * \cos\phi)$$

7.2.6. Ángulo cenital solar

El ángulo cenital solar θ_z es el ángulo entre el cenit local y la línea que une al observador y el sol. Este ángulo varía entre 0° y 90° .

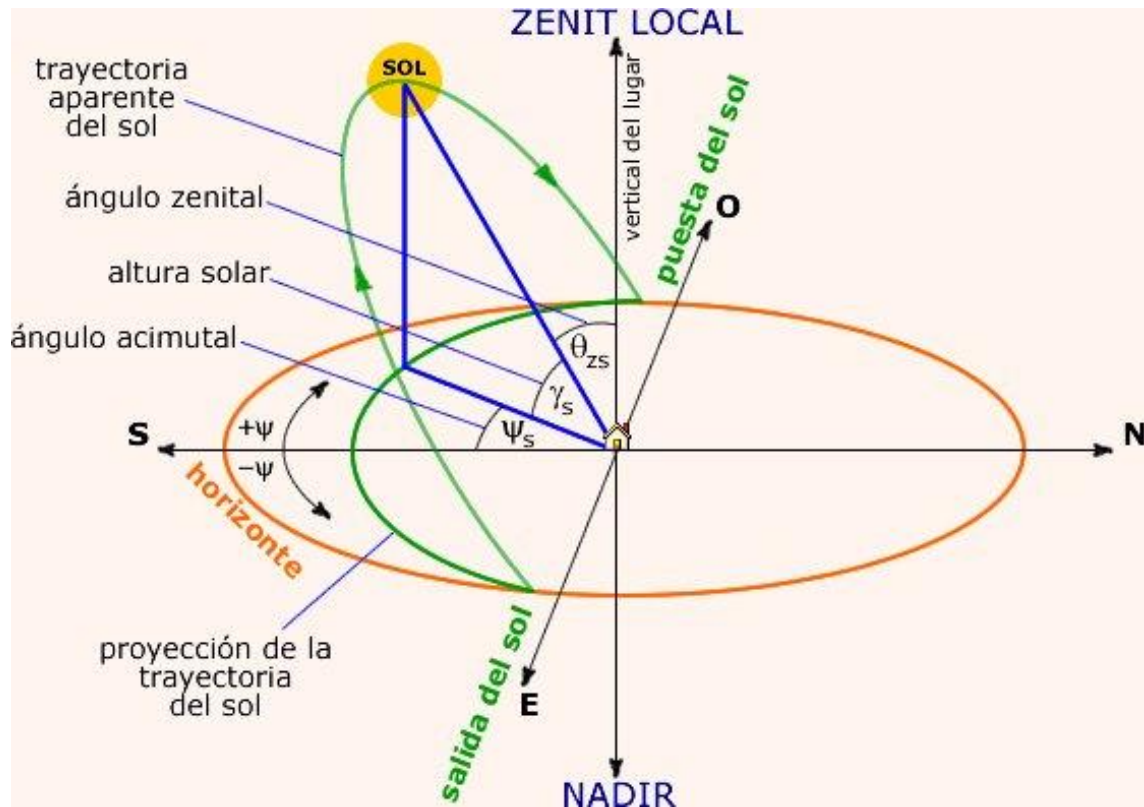


Ilustración 35: Ángulo cenital solar [21]

Al ser este ángulo θ_z y el ángulo de altitud solar α complementarios, el ángulo de azimut solar se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\theta_z = 90 - \alpha$$

7.2.7. Ángulo de azimut solar

El azimut solar ψ es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la línea Sol-Tierra con la línea Norte-Sur. En el hemisferio norte se mide desde la dirección Sur y es positivo hacia el oeste, y en el hemisferio Sur se mide desde la dirección Norte y es positivo hacia el Este. Varía entre 0° y $\pm 180^\circ$.

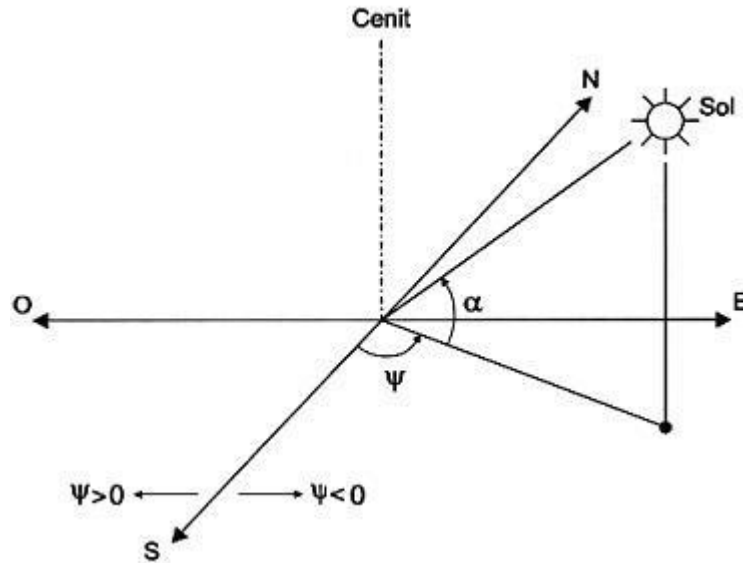


Ilustración 36: Azimut solar [22]

En nuestra simulación, llamamos A al ángulo de azimut solar y lo obtenemos mediante la siguiente fórmula con los criterios arriba descritos:

- Si $\omega < 0$:

$$A = \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta * \cos \phi - \cos \delta * \cos \omega * \sin \phi}{\cos \alpha} \right) - 180^\circ$$

- Si $\omega > 0$:

$$A = 180^\circ - \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta * \cos \phi - \cos \delta * \cos \omega * \sin \phi}{\cos \alpha} \right)$$

7.3. Parámetros de la instalación

Datos reales de la planta de Gemasolar encontrados en la bibliografía:

- Altura de la torre (***THT***): 140 m
- Altura del receptor (***LR***): 10.5 m
- Diámetro del receptor (***DR***): 8.4 m
- Altura de los heliostatos (***LH***): 10.95 m
- Área de un heliostato (***AH***): 120 m²
- Relación de área de espejo en el heliostato (***AmAh***): 0.9583
- Potencia eléctrica neta (***potelecneta***): 19.9 MWe

Para el diseño del campo solar, se utilizan dos hipótesis:

- Factor de seguridad entre heliostatos (***ds***): 0.85
- Radio mínimo del campo de heliostatos (***rmin***): 75 m

Para los diferentes rendimientos del sistema, se hacen las siguientes aproximaciones:

- Rendimiento del receptor (***nurec***): 0.9
- Factor de bloqueo (***fb***): 0.99
- Factor reflectividad de espejos (***fre***): 0.9
- Factor de sombras (***fs***): 0.99
- Factor desbordamiento de flujo (***fdf***): 0.97
- Factor atenuación atmosférica (***faa***): 0.95
- Factor de pérdidas del receptor (***fpr***): 0.9
- Rendimiento del sistema de conversión de potencia (***rendconvpot***): 0.35

7.4. Diseño del campo solar

Los heliostatos se consideran cuadrados de 10.95 metros de lado. Cada uno de ellos es orientado de forma continua a lo largo del día en función de la posición del Sol mediante un mecanismo de seguimiento de dos ejes. Debido a su movimiento, la separación mínima entre heliostatos que hay que considerar corresponde a la diagonal del heliostato.

Siendo LH la longitud del lado del heliostato:

$$LH = 10.95 \text{ m}$$

Y DH su diagonal:

$$DH = \sqrt{2} * LH$$

Por otro lado, hay que considerar una distancia de seguridad ds teniendo en cuenta que se deben realizar operaciones de mantenimiento. Cogemos un valor para el factor de seguridad de 1.5. La distancia entre heliostatos queda por lo tanto de la siguiente manera:

$$DHs = (\sqrt{2} + ds) * LH$$

A partir de este momento, no se representarán los heliostatos sino la zona de seguridad de cada uno de ellos. Esto se representa mediante círculos de diámetro DHs.

Los heliostatos están distribuidos en anillos concéntricos alrededor de la torre. La primera fila de heliostatos se sitúa a una distancia Rmin del centro del campo solar, donde se sitúa la torre. Para asegurar el máximo aprovechamiento del terreno, en esta primera fila los heliostatos se sitúan yuxtapuestos, siempre considerando la distancia de seguridad entre ellos.

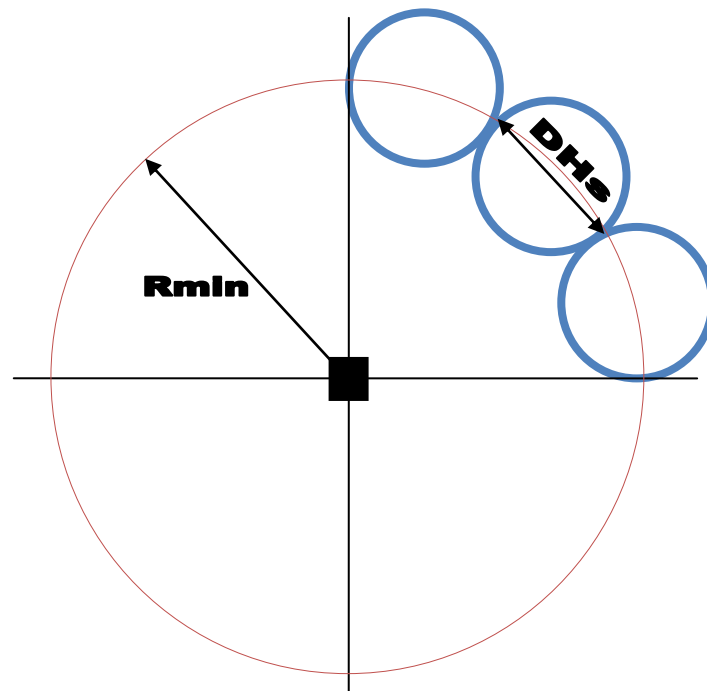


Ilustración 37: Disposición de la primera fila de heliostatos

Llamamos ángulo azimut al ángulo formado por las dos rectas que pasan por el punto central del campo de heliostatos donde se sitúa la torre y que son tangentes a la zona de seguridad de cada uno de los heliostatos.

Para la primera fila de heliostatos, se puede obtener fácilmente el valor del ángulo azimut en radianes mediante la siguiente expresión:

$$\text{ángulo azimut (rad)} = 2 * \tan^{-1}\left(\frac{\frac{DH_s}{2}}{R_{min}}\right)$$

Para pasarlo a radianes utilizamos la siguiente fórmula:

$$\text{ángulo azimut (°)} = \text{ángulo azimut (rad)} * \left(\frac{180}{\pi}\right)$$

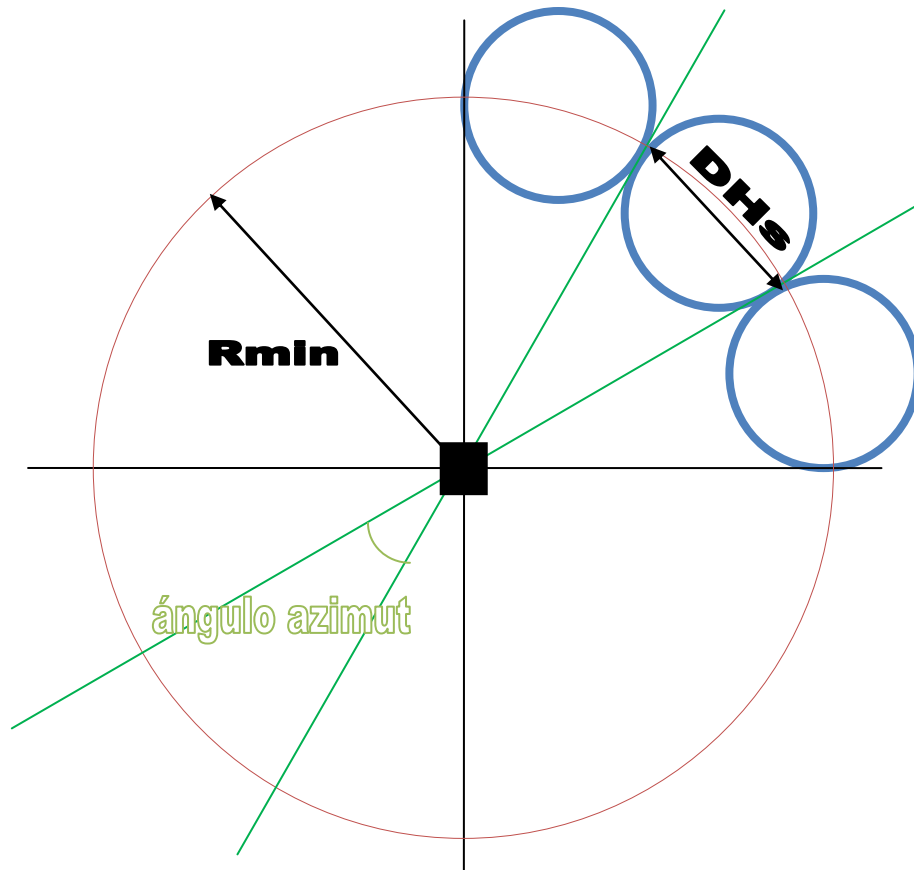


Ilustración 38: Ángulo azimut para la primera fila de heliostatos

Para la primera fila de heliostatos situados a una distancia R_{min} de la torre, el arco azimut, arco de circunferencia de cada heliostato en la circunferencia de radio R_{min} , se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\text{arco azimut (m)} = \text{ángulo azimut (rad)} * (R_{min})$$

Esto nos permite conocer el número de heliostatos de la primera fila mediante la siguiente expresión:

$$\text{número de heliostatos fila 1} = \frac{2 * \pi * R_{\min}}{\text{arco azimut}}$$

Para las siguientes filas se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{número de heliostatos fila } j = \frac{2 * \pi * R_j}{\text{arco azimut}}$$

con:

$$\text{arco azimut (m)} = \text{ángulo azimut (rad)} * (R_j)$$

Una vez dispuestos los heliostatos de la primera fila, se pasa a colocar los heliostatos de la segunda fila. Para asegurar el máximo aprovechamiento del terreno, cada heliostato de la segunda fila se sitúa entre dos heliostatos yuxtapuestos de la primera fila. Por lo tanto, el incremento mínimo del radio de los anillos concéntricos se obtiene del siguiente modo:

$$\Delta R_{\min} = DHs * \cos(30^\circ)$$

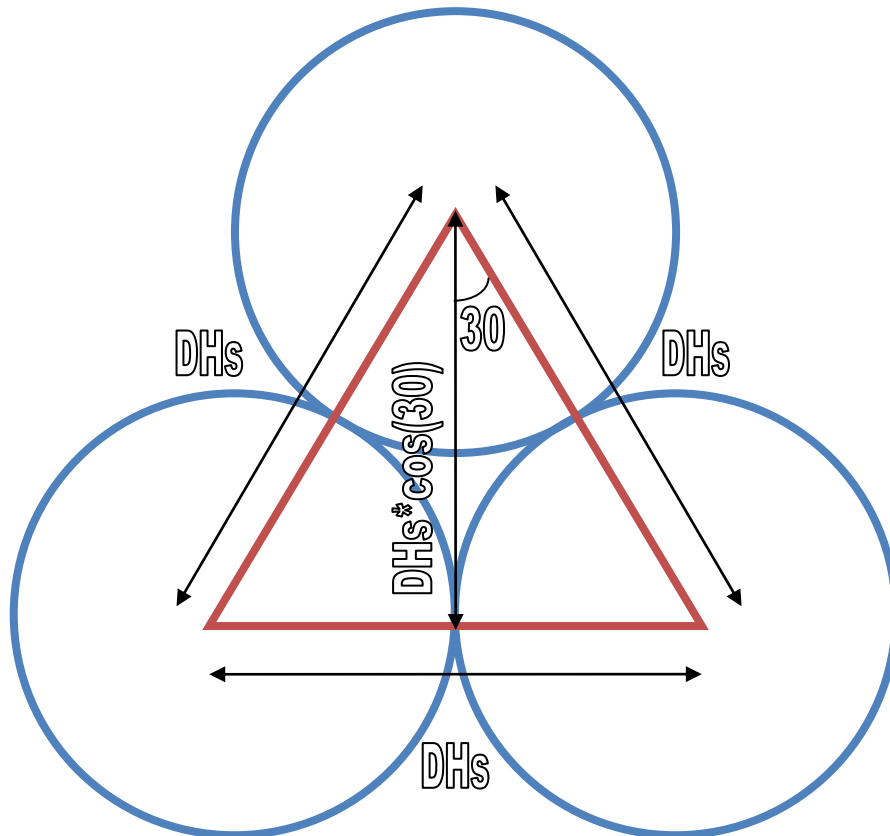


Ilustración 39: Incremento de radio mínimo

El campo de heliostatos queda del siguiente modo:

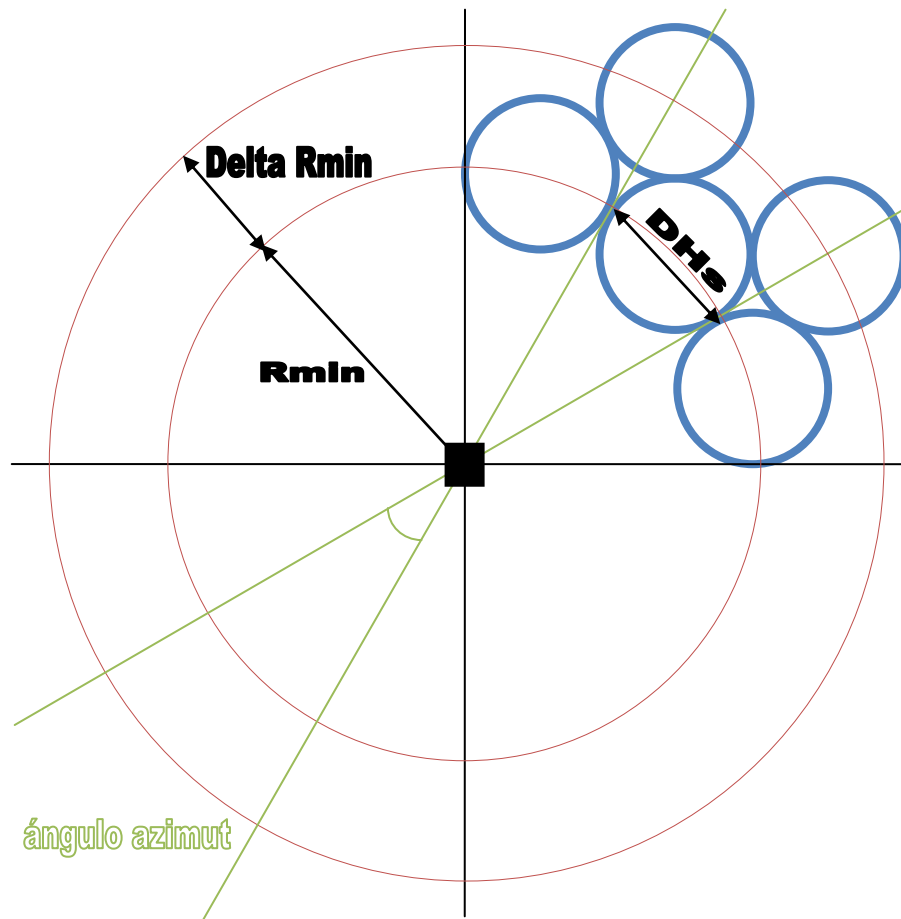


Ilustración 40: Disposición de los heliostatos de la segunda fila

Para la colocación de las sucesivas filas de heliostatos, se sigue considerando como hipótesis inicial el incremento de radio mínimo entre filas de heliostatos descrito anteriormente. El ángulo azimut permanece invariable, y por lo tanto también el número de heliostatos, para todas las filas de heliostatos siempre que no se puedan colocar dos heliostatos por arco azimut.

Esto se traduce por la inecuación siguiente:

$$\text{ángulo azimut} * R_j \leq 2 * DHs$$

Si esto se cumple, el incremento de radio entre esa fila y la anterior es el considerado, de valor:

$$\Delta R_{min} = DHs * \cos (30^\circ)$$

Al conservarse el ángulo azimut, los heliostatos de las filas impares se colocan alineados con los heliostatos de la primera fila mientras que los heliostatos de las filas pares se colocan alineados con los heliostatos de la segunda fila. Por lo tanto, mientras que nos encontremos en esta situación, el número de heliostatos de todas las filas, ya sean pares o impares, será el mismo.

Como se mantiene el número de heliostatos para todas las filas, el incremento de radio entre filas provoca que los heliostatos ya no estén yuxtapuestos sino que se distancian unos de otros a medida que nos alejamos del centro del campo solar.

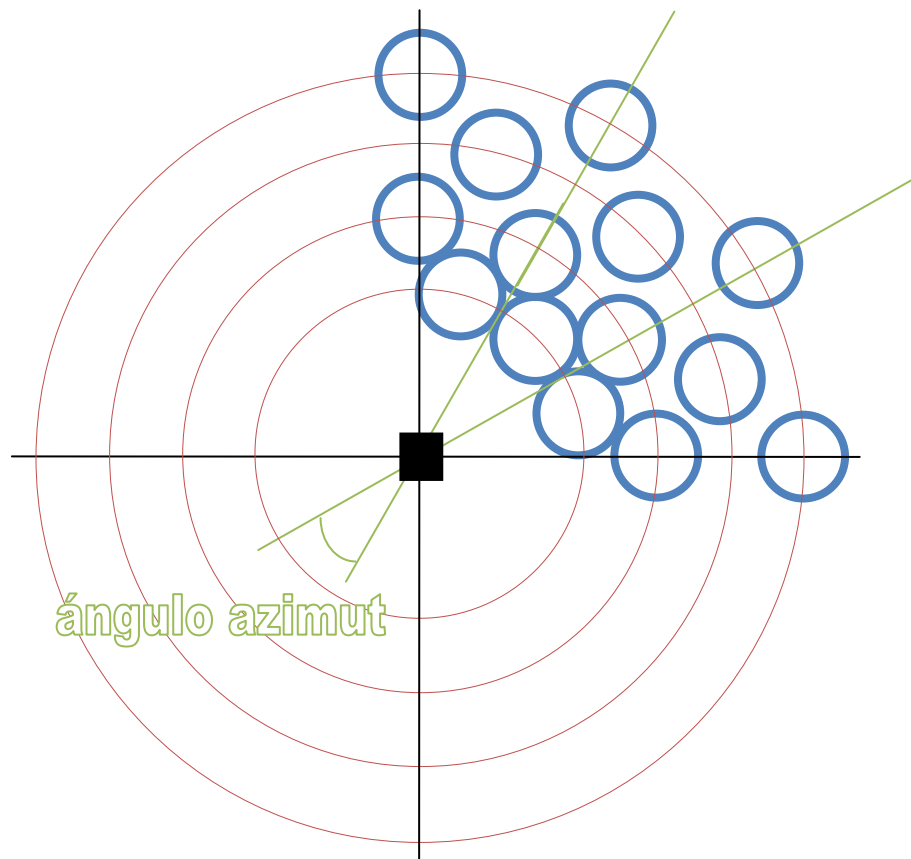


Ilustración 41: Disposición de los heliostatos de las filas impares y pares sin cambio de ángulo azimut y espaciado entre filas igual a ΔR_{min}

Por el contrario, si la inecuación deja de cumplirse, se produce un cambio de sección al darse la siguiente condición:

$$\text{ángulo azimut} * R_j > 2 * DH_s$$

Esto se traduce en que, para mejorar el aprovechamiento del terreno, se pueden colocar dos heliostatos por arco azimut del caso anterior. Si se mantiene el incremento de radio mínimo entre las filas de heliostatos, las zonas de seguridad de algunos heliostatos de filas contiguas se solaparían, por lo que el incremento de radio entre la nueva fila y la anterior en estos casos pasaría a ser tal que:

$$\Delta R = DH_s$$

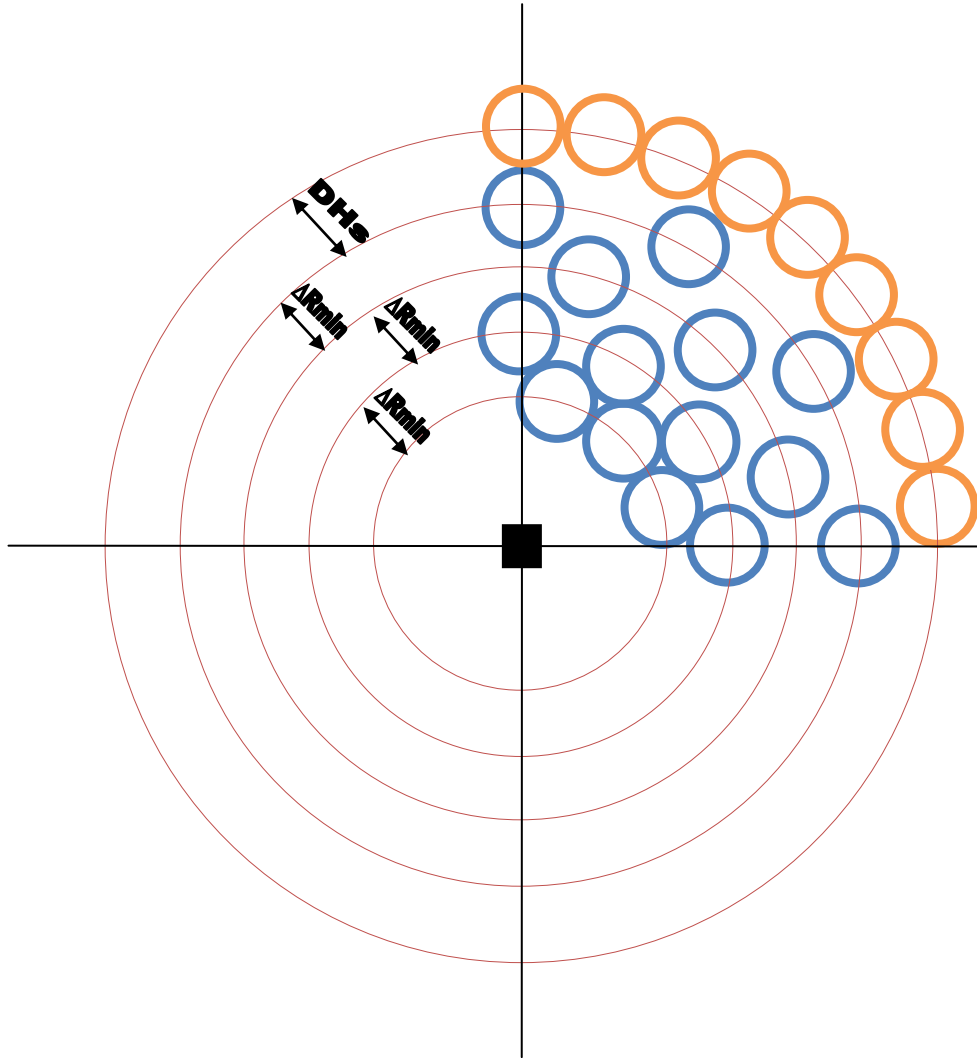


Ilustración 42: Cambio de sección

Al cambiar el número de heliostatos por fila, es necesario recalcular el nuevo valor del ángulo azimut con las expresiones siguientes:

$$\text{ángulo azimut (rad)} = 2 * \tan^{-1}\left(\frac{\frac{DHs}{2}}{Rj}\right)$$

$$\text{ángulo azimut (°)} = \text{ángulo azimut (rad)} * \left(\frac{180}{\pi}\right)$$

Se obtiene por lo tanto también un nuevo valor para el arco azimut:

$$\text{arco azimut (m)} = \text{ángulo azimut (rad)} * (Rj)$$

El nuevo número de heliostatos para las filas de esta nueva sección se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$\text{número de heliostatos fila } j = \frac{2 * \pi * Rj}{\text{arco azimut}}$$

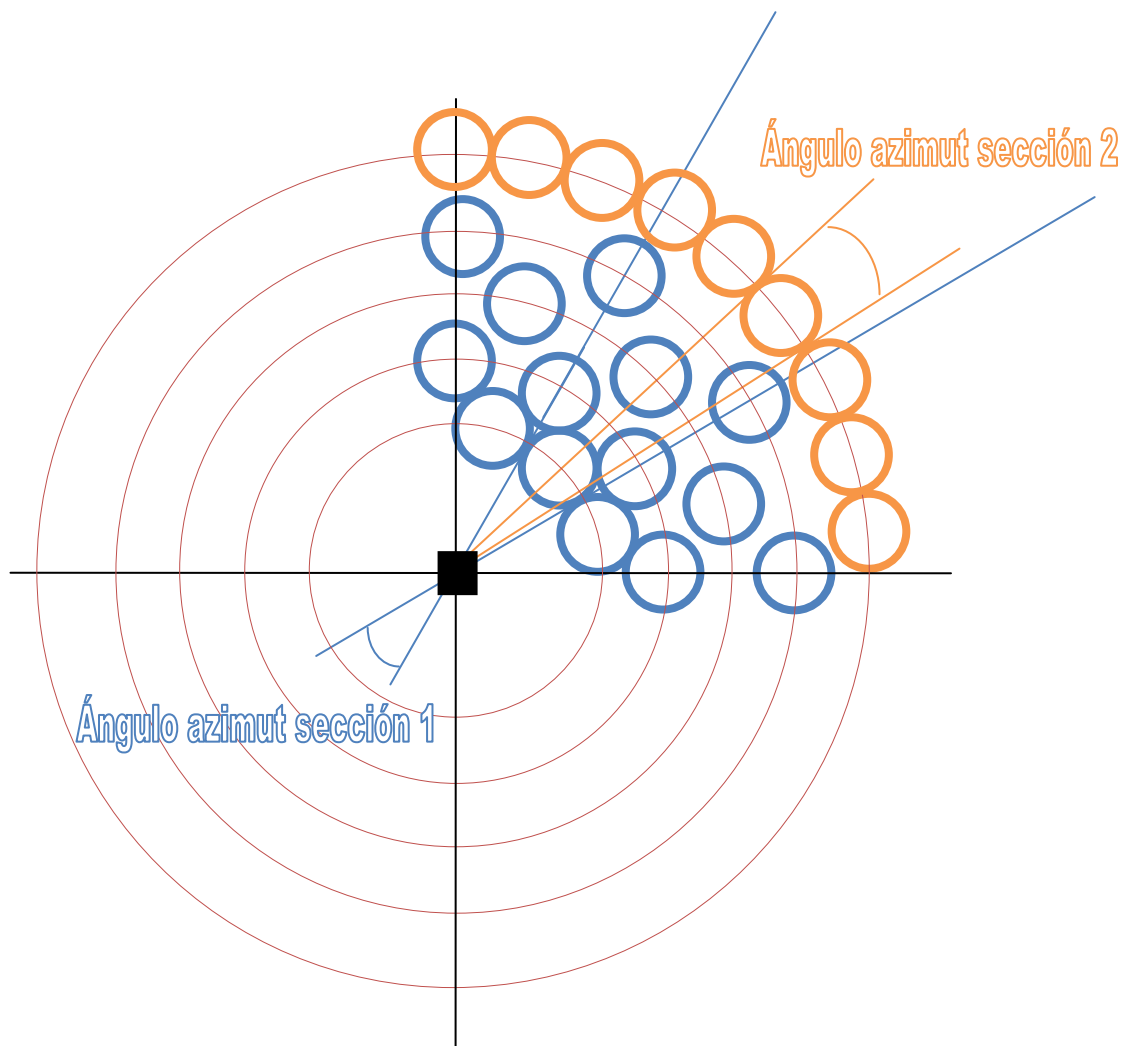


Ilustración 43: Cambio de ángulo azimuth con el cambio de sección

Al recalcular el ángulo azimuth, al ser el radio de la nueva fila introducida mayor, el nuevo ángulo azimuth es inferior al anterior. Esto se observa con claridad comparando las dos figuras siguientes:

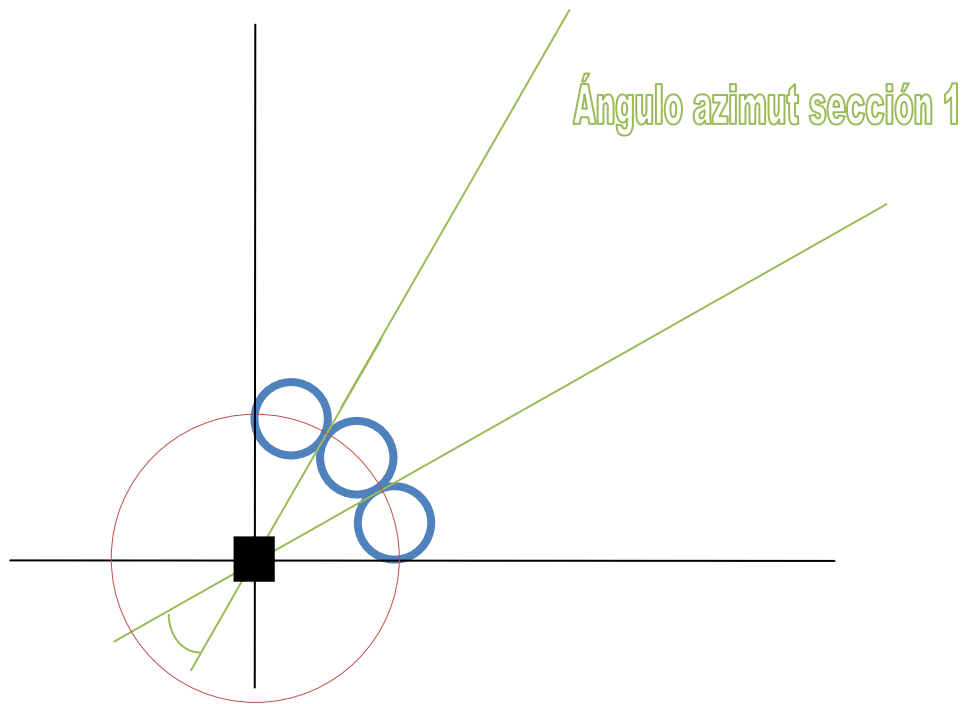


Ilustración 44: Ángulo azimuth para la sección 1

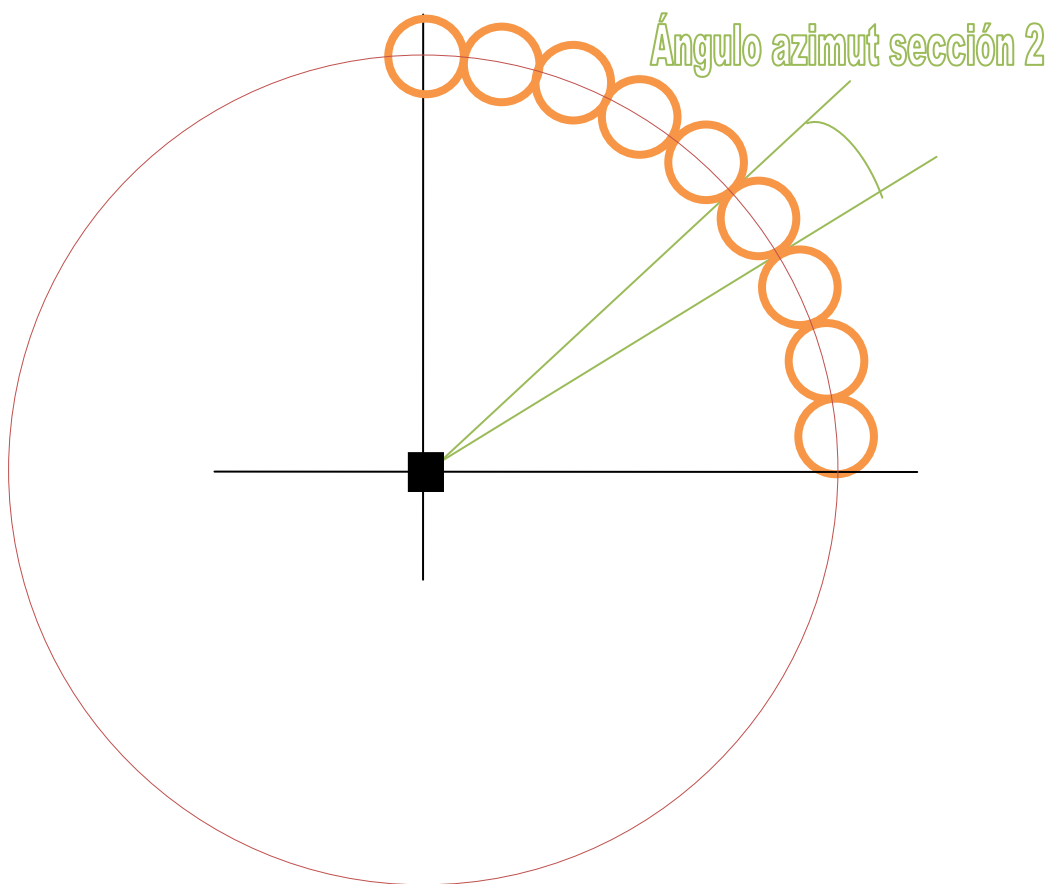


Ilustración 45: Ángulo azimuth para la sección 2

Tras el cambio de sección y con el nuevo valor del ángulo azimut, se inicia de nuevo todo el proceso con la hipótesis inicial de incremento de radio mínimo entre las filas de heliostatos y se vuelve a comprobar si se cumple la inecuación:

$$\text{ángulo azimut} * R_j \leq 2 * DH_s$$

Siguiendo este procedimiento, se van añadiendo filas a nuestro campo solar hasta alcanzar un número de heliostatos similar al de la planta de Gemasolar, cuyo campo solar está formado por 2650 heliostatos.

En la simulación, se ha obtenido un campo solar formado por 2645 heliostatos con casi 775 metros de distancia entre la torre y la fila de heliostatos más alejada, números muy similares a los reales de la planta solar.

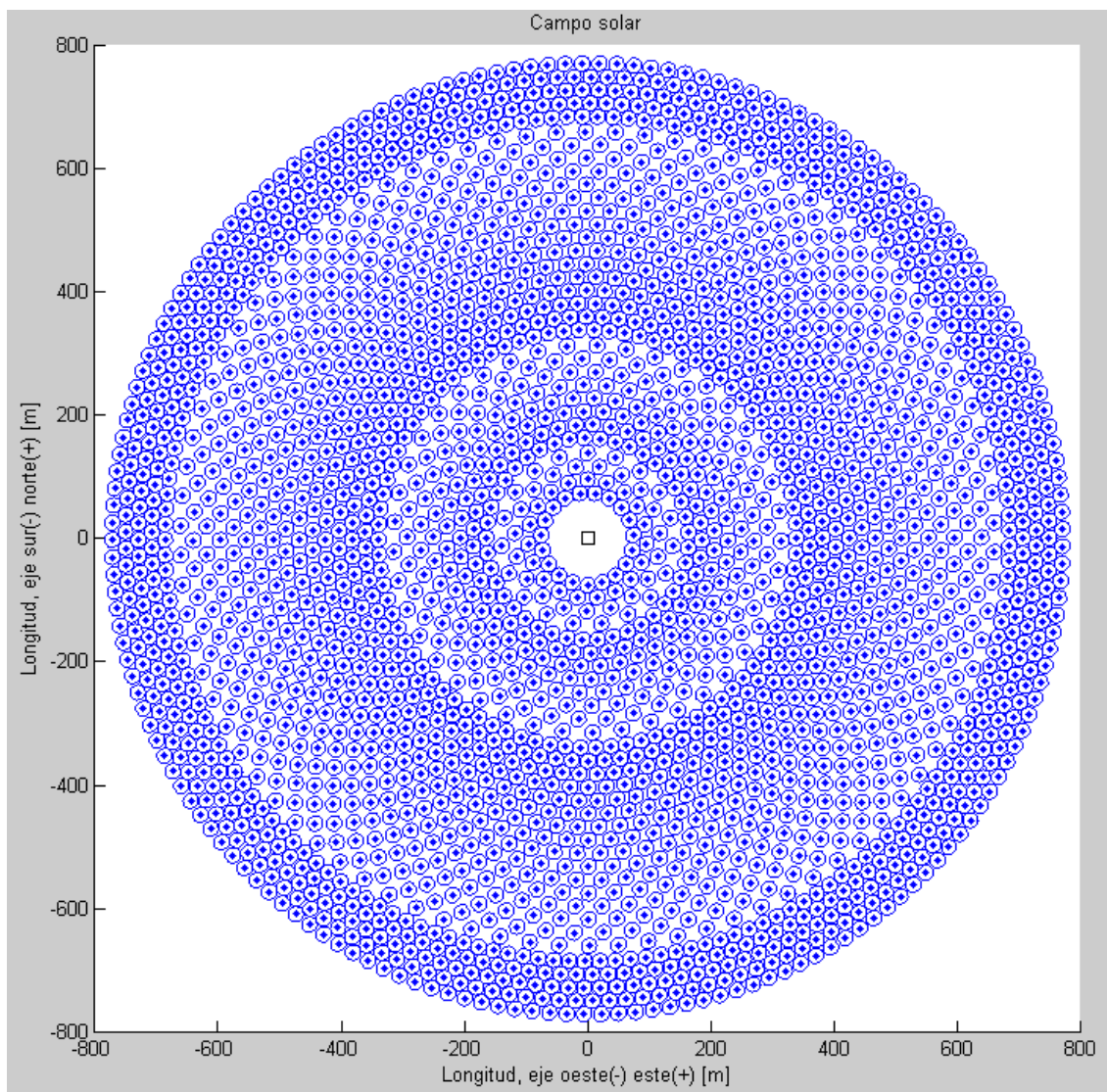


Ilustración 46: Campo solar obtenido en la simulación

7.5. Ángulo de incidencia de los rayos solares

A continuación se va a explicar cómo se obtiene el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie de los heliostatos.

El campo de heliostatos está diseñado para que funcione en condiciones de máxima eficacia; en todo momento los heliostatos se orientan de forma que, para cualquier posición del Sol, reflejen los rayos hacia el receptor situado a una cierta altura sobre el nivel del campo solar.

Basándonos en las leyes de la reflexión, se deduce que los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados respecto a la normal de cada superficie reflectora han de ser iguales y deben estar en cada instante en un mismo plano.

Definimos la dirección de los rayos solares incidentes en el heliostato con un vector unitario \vec{s} .

La posición del Sol se puede definir mediante dos ángulos, uno cenital θ_z respecto a la vertical del campo (que corresponde con el ángulo cenital solar θ_z descrito en el apartado 7.2.6) y otro acimutal A respecto a la dirección Norte-Sur (que corresponde al ángulo de azimut solar A descrito en el apartado 7.2.7).

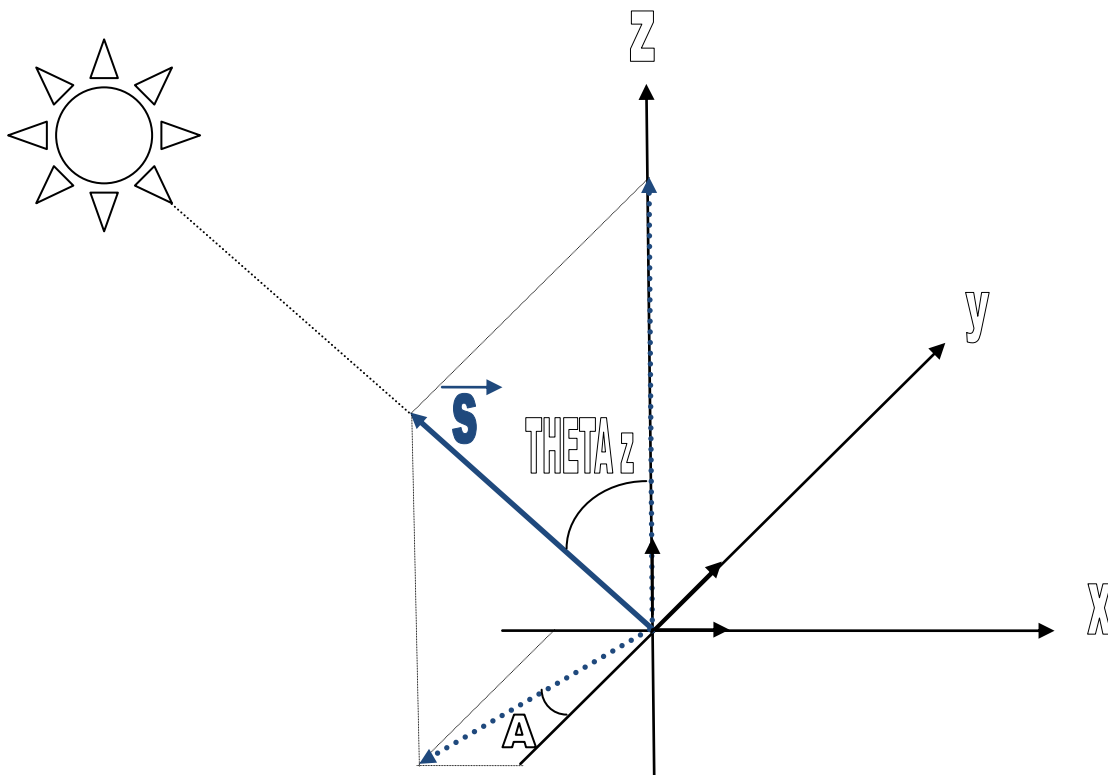


Ilustración 47: El vector s

Por lo tanto tenemos que:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\omega * \cos\phi)$$

- Si $\omega < 0$:

$$A = \cos^{-1}\left(\frac{\sin\delta * \cos\phi - \cos\delta * \cos\omega * \sin\phi}{\cos\alpha}\right) - 180^\circ$$

- Si $\omega > 0$:

$$A = 180^\circ - \cos^{-1}\left(\frac{\sin\delta * \cos\phi - \cos\delta * \cos\omega * \sin\phi}{\cos\alpha}\right)$$

Siendo ω el ángulo horario, δ la declinación, ϕ la latitud y α la altura solar.

El vector \vec{s} se obtiene por lo tanto por la siguiente ecuación:

$$\vec{s} = (-\sin(\theta_z) * \sin(A))\vec{i} - (\sin(\theta_z) * \cos(A))\vec{j} + \cos(\theta_z)\vec{k}$$

Escrito de otra manera, al ser los ángulos α y θ_z complementarios:

$$\vec{s} = (-\cos(\alpha) * \sin(A))\vec{i} - (\cos(\alpha) * \cos(A))\vec{j} + \sin(\alpha)\vec{k}$$

La dirección de los rayos solares reflejados hacia el receptor situado en lo alto de la torre es definida por el vector unitario \vec{t} .

El vector \vec{t} viene definido por un ángulo cenital θ_t , idéntico para todos los heliostatos de un mismo anillo, que se corresponde con una distancia radial sobre el plano del terreno; y por un ángulo acimutal θ_i formado por la proyección horizontal de los rayos solares reflejados respecto a la dirección Norte-Sur (con origen en la dirección Sur) y que es único para cada heliostato de un mismo anillo.

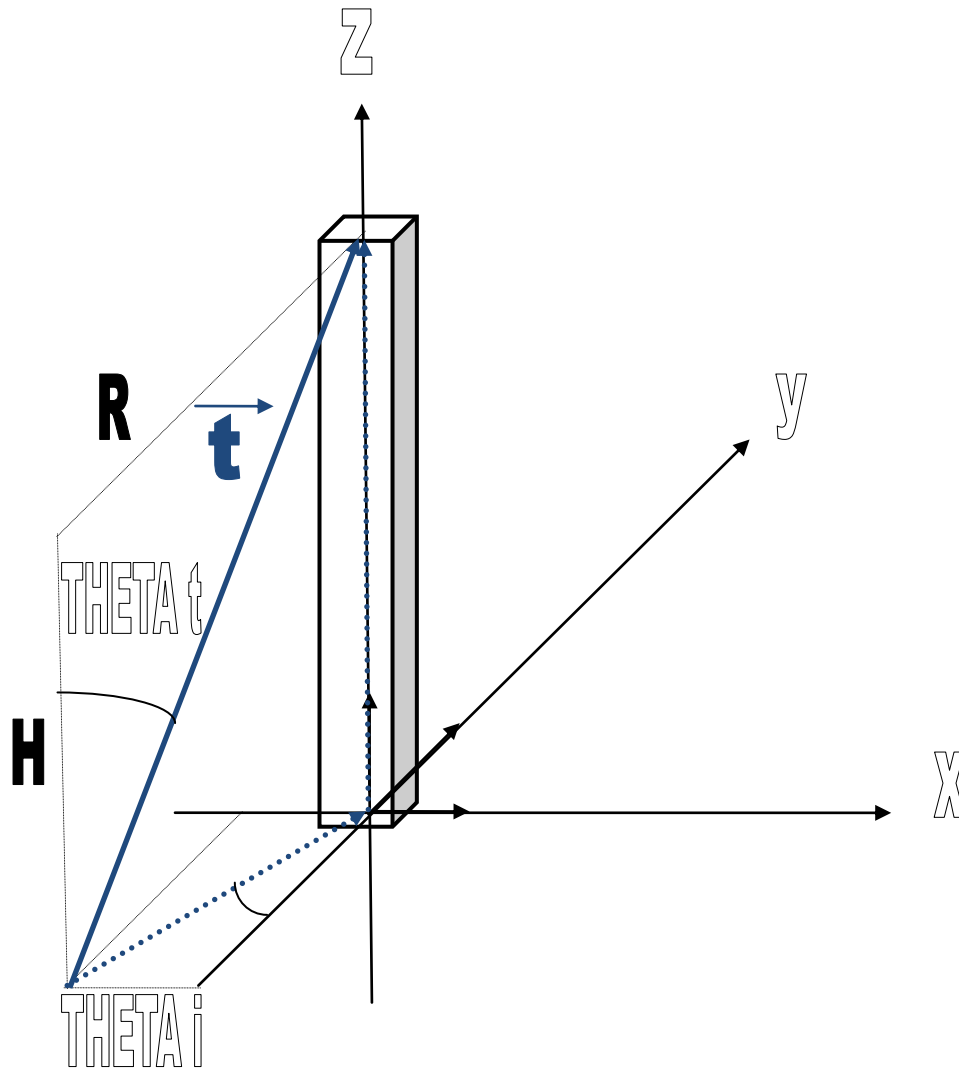


Ilustración 48: El vector t

Por lo tanto, tenemos que:

$$\theta_t = \tan^{-1} \left(\frac{R}{H} \right)$$

Siendo R el radio de la circunferencia que con centro en la base de la torre pasa por el espejo correspondiente y H la altura a la que se encuentra el punto focal del receptor respecto al plano del heliostato. (Suponemos el punto focal del receptor situado en su centro geométrico).

El vector \vec{t} viene por lo tanto definido por la siguiente expresión:

$$\vec{t} = (\sin(\theta_t) * \sin(\theta_i))\vec{i} + (\sin(\theta_t) * \cos(\theta_i))\vec{j} + \cos(\theta_t)\vec{k}$$

Con:

$$\cos(\theta_t) = \frac{H}{\sqrt{H^2 + R^2}}$$

$$\sin(\theta_t) = \frac{R}{\sqrt{H^2 + R^2}}$$

La normal a la superficie del espejo en su centro geométrico viene definida por un vector unitario \vec{n} .

Como las leyes de reflexión requieren que el ángulo de incidencia ω_i sea igual al ángulo de reflexión, se puede escribir que:

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \cos(\omega_i)$$

Y por lo tanto que:

$$\vec{s} \cdot \vec{t} = \cos(2 * \omega_i)$$

Por lo tanto, para obtener el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre cada heliostato se utiliza la siguiente expresión:

$$\omega_i = \frac{\cos^{-1} \left(\frac{-R * \sin(\theta_i) * \cos(\alpha) * \sin(A) - R * \cos(\theta_i) * \cos(\alpha) * \cos(A) + H * \sin(\alpha)}{(H^2 + R^2)^{\frac{1}{2}}} \right)}{2}$$

Con las siguientes correspondencias en nuestra simulación, suponiendo el centro de los heliostatos situados a LH metros del suelo:

$$H = THT - \left(\frac{LR}{2} \right) - LH$$

$$R = \text{radios}(i)$$

Siendo THT la altura de la torre, LR la altura del receptor y LH la altura de los heliostatos.

7.6. Eficiencia

A continuación se describe el procedimiento para obtener la eficiencia del sistema solar de alta temperatura para cada heliostato.

Como ya se explicó en el apartado 4.1, el rendimiento óptico del campo solar representa el cociente entre la energía neta captada por el receptor y la energía total irradiada por el sol calculada como la irradiación solar total multiplicada por la superficie colectora.

Las pérdidas que afectan a dicho rendimiento óptico se dividen en:

- Pérdidas geométricas debidas a la disposición geométrica de los heliostatos alrededor de la torre. Entre ellas encontramos el factor coseno, que representa de media unas pérdidas del 20% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos, y el factor de sombras y el factor de bloqueo que representan unas pérdidas cercanas al 1% cada uno.
- Pérdidas por reflectividad debidas a la radiación que no es reflejada por el heliostato. En la actualidad representan alrededor del 10%.
- Pérdidas por atenuación atmosférica debidas a procesos de absorción y dispersión de la radiación solar reflejada en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. El valor medio de estas pérdidas para el conjunto de los heliostatos suele ser cercano al 5%.
- Pérdidas por desbordamiento de flujo provocadas por la dispersión de los rayos y pequeñas desviaciones. Este factor suele oscilar entre el 3% y el 5%.

A estas pérdidas hay que añadirle las pérdidas del receptor, que representan aproximadamente un 10% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

En nuestra simulación, nos centramos en el factor que representa las mayores pérdidas de la potencia reflejada por el campo de heliostatos, el factor coseno. Las pérdidas atribuibles a este factor son proporcionales al coseno del ángulo ω (omgainc) formado por la normal a la superficie reflexiva del heliostato con la dirección de incidencia de la radiación directa.

Para el resto de factores, se utilizan los valores representativos citados anteriormente para todos los heliostatos. Tenemos por lo tanto los siguientes factores de pérdidas:

- Factor de sombras: $f_s = 0.99$
- Factor de bloqueo: $f_b = 0.99$
- Factor de reflectividad de espejos: $f_{re} = 0.90$
- Factor de atenuación atmosférica: $f_{aa} = 0.95$
- Factor de desbordamiento de flujo: $f_{df} = 0.97$
- Factor de pérdidas del receptor: $f_{pr} = 0.90$

La eficiencia del sistema solar de alta temperatura para cada heliostato se obtiene por lo tanto multiplicando todos estos factores por el coseno del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre cada uno de ellos.

Se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{eficiencia}_i = \cos(\omega_i) \times f_s \times f_b \times f_{re} \times f_{aa} \times f_{df} \times f_{pr}$$

Para diferenciar de forma clara las zonas del campo solar de mayor eficiencia se utiliza el siguiente código de colores:

- Si $1 < \text{eficiencia}_i > 0.80$, se representa de color azul
- Si $0.70 < \text{eficiencia}_i > 0.80$, se representa de color cian
- Si $0.60 < \text{eficiencia}_i > 0.70$, se representa de color verde
- Si $0.50 < \text{eficiencia}_i > 0.60$, se representa de color rojo
- Si $0.40 < \text{eficiencia}_i > 0.50$, se representa de color magenta
- Si $0.30 < \text{eficiencia}_i > 0.40$, se representa de color amarillo
- Si $0.20 < \text{eficiencia}_i > 0.30$, se representa de color negro

7.7. Potencia térmica neta disponible

Tras conocer la eficiencia del sistema solar de alta temperatura para cada heliostato, se obtiene la potencia térmica neta que se podría transferir al fluido con la participación de cada uno de ellos. Para ello, se multiplica la eficiencia anteriormente calculada para cada heliostato por la irradiación solar y por el área de la superficie captadora de cada uno de ellos.

La expresión utilizada es la siguiente:

$$potencia\ térmica\ neta_i = eficiencia_i \times Id_h \times AH \times AmAh$$

Con:

- Id_h la irradiación solar correspondiente a la hora h
- AH el área de un heliostato
- $AmAh$ la relación de área de espejo en el heliostato

7.8. Potencia eléctrica neta disponible

Una vez calculada la potencia térmica neta que se podría aportar al fluido de trabajo heliostato por heliostato, se calcula la potencia eléctrica neta que se podría generar con la participación de cada uno de ellos.

Para ello utilizamos un valor teórico para el rendimiento del sistema de conversión de potencia. Este rendimiento suele ser cercano al 35% por lo que obtenemos la potencia eléctrica neta disponible para cada heliostato multiplicando este factor por la potencia térmica neta obtenida para cada uno de ellos.

La fórmula es la siguiente:

$$potencia\ eléctrica\ neta\ disponible_i = potencia\ térmica\ neta_i \times \eta_{conversión}$$

Siendo:

- $\eta_{conversión}$ el rendimiento del sistema de conversión de potencia

7.9. Estrategia de apuntamiento

La potencia eléctrica que se podría generar (potencia eléctrica neta disponible) excede en la mayoría de las horas del día la potencia eléctrica de la planta de Gemasolar que es de 19.9 MWe. Por lo tanto, una vez superado este valor, la potencia térmica que llega al receptor principal se destina a calentar las sales fundidas del almacenamiento.

Para saber en qué momento se alcanza este valor, lo que se hace es lo siguiente:

A medida que se calcula la potencia eléctrica neta que se genera con la participación de cada uno de los heliostatos, este valor se suma a la potencia eléctrica neta calculada para los heliostatos anteriores en una variable que llamamos *suma potencia eléctrica neta disponible*.

Con el cálculo de la potencia eléctrica neta aportada por el primer heliostato, se inicia un contador (*contador*) para saber cuántos heliostatos se necesitan para obtener la potencia de 19.9 MWe de la planta. Hasta que no se alcanza ese valor, la potencia eléctrica neta disponible aportada por cada heliostato es acumulada en la variable *suma potencia eléctrica neta utilizada*.

Una vez que el valor de la variable *suma potencia eléctrica neta disponible* alcanza el valor de 19.9 MWe, el valor del contador obtenido en ese momento corresponde al número de heliostatos necesarios para obtener esa potencia eléctrica. A partir de ese momento, la potencia eléctrica neta aportada por cada heliostato se acumula en otra variable llamada *suma excedente potencia eléctrica neta* que corresponde a la potencia eléctrica neta que se podría generar si la potencia eléctrica neta de la planta fuese mayor.

Una vez alcanzada la potencia eléctrica neta de la planta, los heliostatos siguen apuntando al receptor principal hasta que se alcanza la potencia térmica de dicho receptor que es de 120 MWt.

De forma análoga al método utilizado para saber en qué momento se alcanza la potencia eléctrica de la planta, para saber en qué momento se alcanza la potencia térmica del segundo receptor lo que se hace es lo siguiente:

A medida que se calcula la potencia térmica neta que se aporta al fluido con la participación de cada uno de los heliostatos, este valor se suma a la potencia térmica neta calculada para los heliostatos anteriores en una variable que llamamos *suma potencia térmica neta disponible*.

Con el cálculo de la potencia térmica neta aportada por el primer heliostato, se inicia un contador (*contador2*) para saber cuántos heliostatos son necesarios para alcanzar la potencia de 120 MWt del receptor principal. Hasta que no se alcanza ese valor, la potencia térmica neta disponible aportada por cada heliostato es acumulada en la variable *suma potencia térmica neta utilizada*.

Una vez que el valor de la variable *suma potencia térmica neta disponible* alcanza el valor de 120 MWt, el valor del contador obtenido en ese momento corresponde al número de heliostatos necesarios para alcanzar dicho valor. A partir de ese momento, la potencia térmica

neta aportada por cada heliostato se acumula en otra variable llamada *suma excedente potencia térmica neta* que corresponde al excedente de potencia térmica neta que podría provocar daños en los equipos de la instalación.

Para que esto no ocurra, se deben desorientar parte de los heliostatos. Sin embargo, para no desaprovechar el excedente de energía térmica, una vez alcanzada la potencia térmica neta del receptor principal se orientan estos heliostatos de modo que reflejen los rayos solares hacia el segundo receptor.

Para obtener la potencia térmica neta aportada al fluido de trabajo del segundo receptor es necesario calcular un nuevo valor del ángulo de incidencia para estos heliostatos.

Con el fin de simular la planta con dos receptores situados en la misma torre, se ha decidido situar el segundo receptor justo por debajo del primero para minimizar las pérdidas. Las características del segundo receptor son idénticas a las del primero. Estas son sus características geométricas:

- Altura del receptor (**LR**): 10.5 m
- Diámetro del receptor (**DR**): 8.4 m

8. RESULTADOS

8.1. Simulación de la central de Gemasolar para el 21 de junio

Los diferentes resultados de la simulación para el 21 de junio se recogen en la siguiente tabla:

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	22,327	19,902	2,425	63,79	56,862	6,929	0	0	2645	0
2645	06:00	27,039	19,907	7,132	77,26	56,878	20,377	0	0	2645	0
2645	07:00	32,074	19,916	12,158	91,64	56,902	34,738	0	0	2645	0
2645	08:00	37,034	19,901	17,133	105,81	56,860	48,952	0	0	2645	0
2645	09:00	41,484	19,906	21,578	118,53	56,875	61,650	0	0	2645	0
2645	10:00	45,019	19,902	25,117	128,63	56,862	63,175	8,588	8,543	2463	182
2645	11:00	47,288	19,915	27,373	135,11	56,900	63,120	15,090	15,003	2333	312
2645	12:00	48,070	19,912	28,159	137,34	56,891	63,158	17,295	17,197	2298	347
2645	13:00	47,288	19,905	27,383	135,11	56,872	63,132	15,105	15,020	2336	309
2645	14:00	45,018	19,902	25,116	128,62	56,864	63,157	8,603	8,555	2458	187
2645	15:00	41,483	19,904	21,579	118,52	56,869	61,655	0	0	2645	0
2645	16:00	37,034	19,903	17,131	105,81	56,865	48,946	0	0	2645	0
2645	17:00	32,073	19,905	12,168	91,64	56,871	34,766	0	0	2645	0
2645	18:00	27,039	19,902	7,137	77,25	56,862	20,392	0	0	2645	0
2645	19:00	22,326	19,911	2,415	63,79	56,889	6,901	0	0	2645	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 3: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 21 de junio

Como puede observarse, a partir de las 04:30 hora solar, la planta de Gemasolar puede empezar a producir energía eléctrica con la energía térmica aportada por la radiación solar. En esta primera hora de operación ya se alcanza el valor de la potencia eléctrica neta de la planta. Sin embargo, todos los heliostatos reflejan los rayos solares hacia el receptor principal ya que no se alcanza la potencia térmica neta de dicho receptor. Por lo tanto, parte de la energía térmica recibida por el fluido de trabajo del receptor principal se destina a la producción de energía eléctrica y el resto es utilizada para aportar calor a las sales fundidas del almacenamiento.

A medida que pasan las horas y nos acercamos al mediodía solar, la energía que podrían recibir las sales fundidas que circulan por el receptor principal va en aumento hasta exceder, a las 09:30 hora solar, los 120 MWh. A partir de este momento y hasta las 14:30, parte de los heliostatos son desviados para reflejar la radiación solar sobre el segundo receptor.

Al mediodía solar, 347 de los 2645 heliostatos del campo solar reflejan la radiación incidente sobre el segundo receptor, aportando una energía de 17,197 MWh al fluido de trabajo de dicho receptor.

Una vez superado el mediodía solar, la energía que podrían recibir las sales fundidas que circulan por el receptor principal disminuye con el paso de las horas hasta bajar de los 120 MWh a las 14:30 hora solar, momento a partir del cual todos los heliostatos vuelven a reflejar la radiación solar hacia el receptor principal.

Como ya pasara en la primera hora de la mañana después de la salida del Sol, a última hora del día (19:30 hora solar) también se alcanza el valor de la potencia eléctrica neta de la planta.

A continuación se muestran una serie de gráficas para ilustrar los resultados obtenidos en la simulación.

La gráfica mostrada a continuación representa, por horas, la potencia eléctrica neta de la que se podría disponer sin tener en cuenta la limitación de potencia eléctrica neta de la planta, que es de 19,9 MWe.

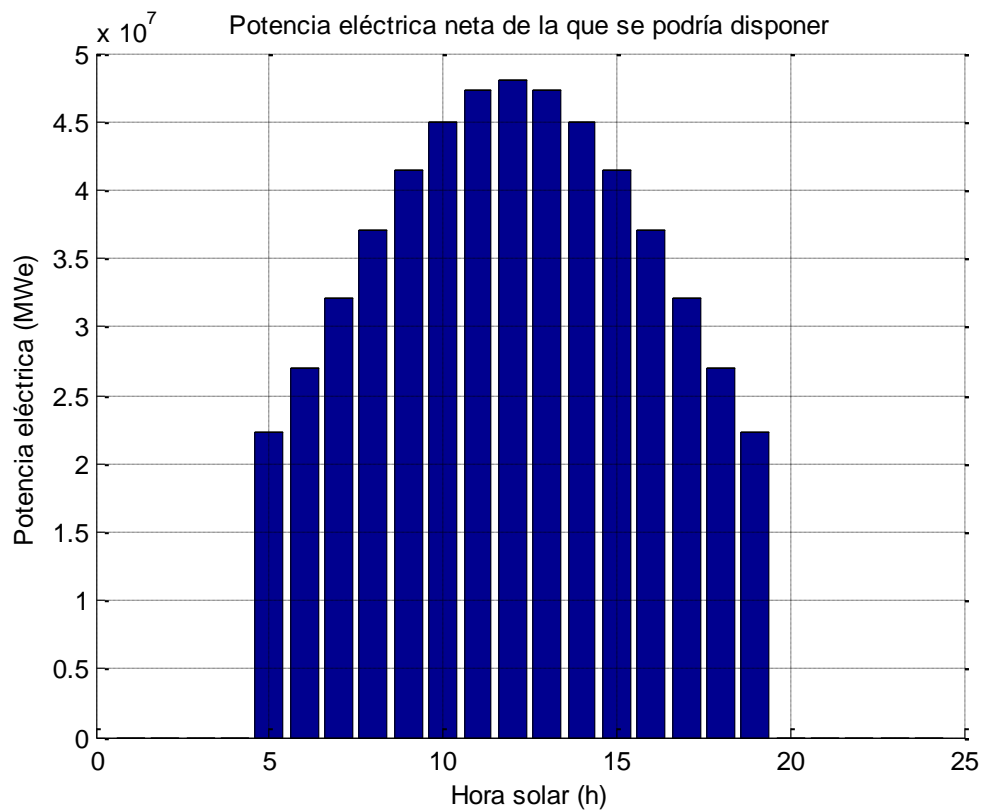


Ilustración 49: Potencia eléctrica neta disponible

Como puede observarse, reflejando sobre el receptor principal toda la radiación solar incidente sobre el campo de heliostatos, la energía eléctrica neta que se podría generar alcanzaría los 48,070 MWe al mediodía solar, momento en el cual el Sol alcanza su cenit.

En la siguiente gráfica se representa el desglose horario de la potencia eléctrica neta que realmente se utiliza para generar energía eléctrica y el excedente de potencia eléctrica neta.

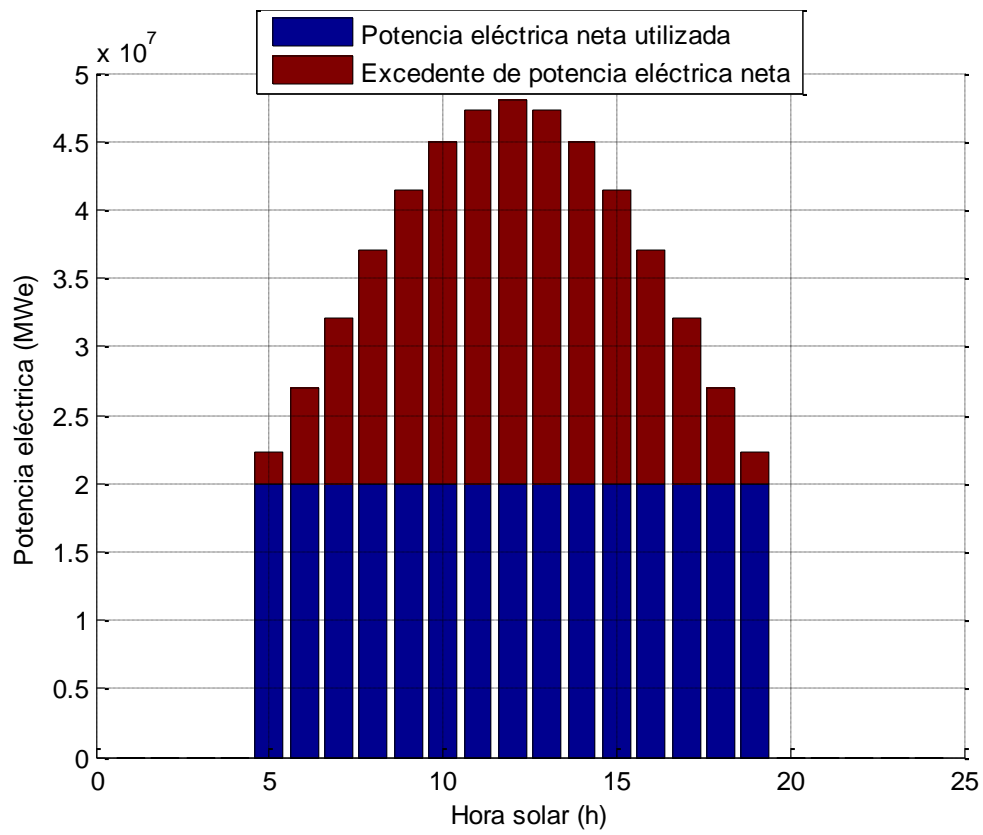


Ilustración 50: Potencia eléctrica neta utilizada y excedente

Durante todas las horas de luz solar se cubre la potencia de 19.9 MWe demandada por la turbina de la planta. Por lo tanto, para cualquier hora del día existe un excedente que llega a alcanzar los 28,159 MWe al mediodía solar.

Por otro lado se representa, en función de las horas del día, la potencia térmica neta que se podría utilizar para aportar calor al fluido de trabajo del receptor principal sin tener en cuenta la limitación de potencia térmica de dicho receptor, que es de 120 MWt.

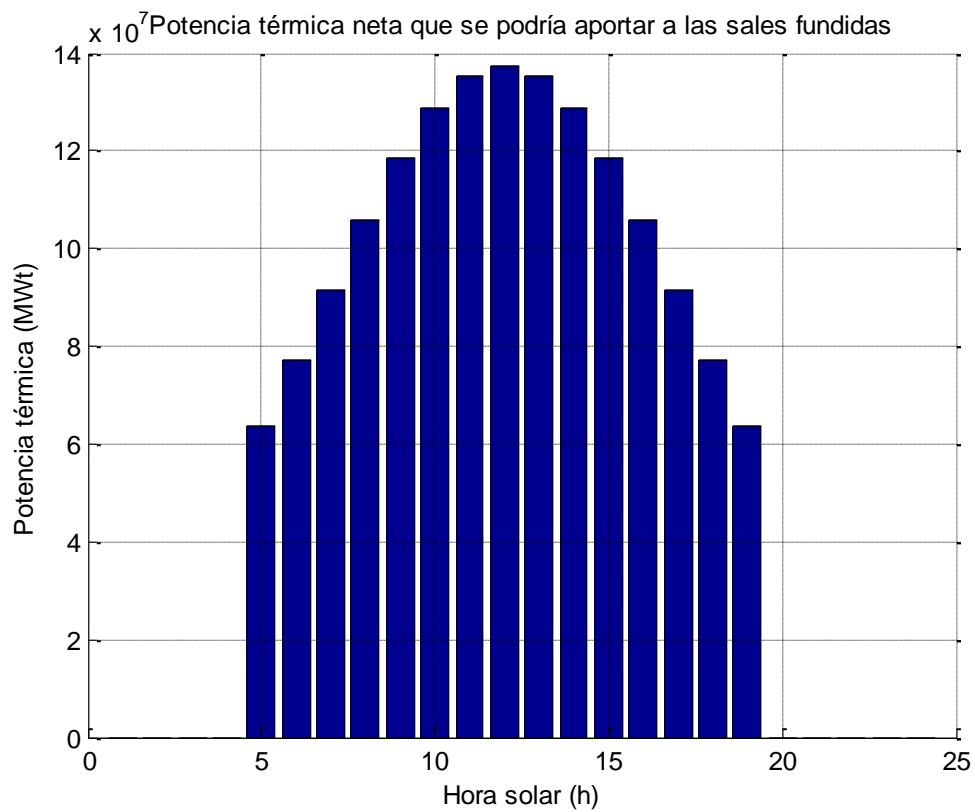


Ilustración 51: Potencia térmica neta disponible

Como puede observarse, reflejando sobre el receptor principal toda la radiación solar incidente sobre el campo de heliostatos, la potencia térmica neta que se podría utilizar para calentar las sales alcanzaría los 137,34 MWe al mediodía solar.

En la siguiente gráfica se representan durante un día completo la potencia térmica neta utilizada para cubrir la demanda de la turbina, la potencia térmica neta utilizada para calentar las sales fundidas del almacenamiento y el excedente de potencia térmica neta en el receptor principal considerando que todos los heliostatos reflejan la radiación solar incidente sobre dicho receptor.

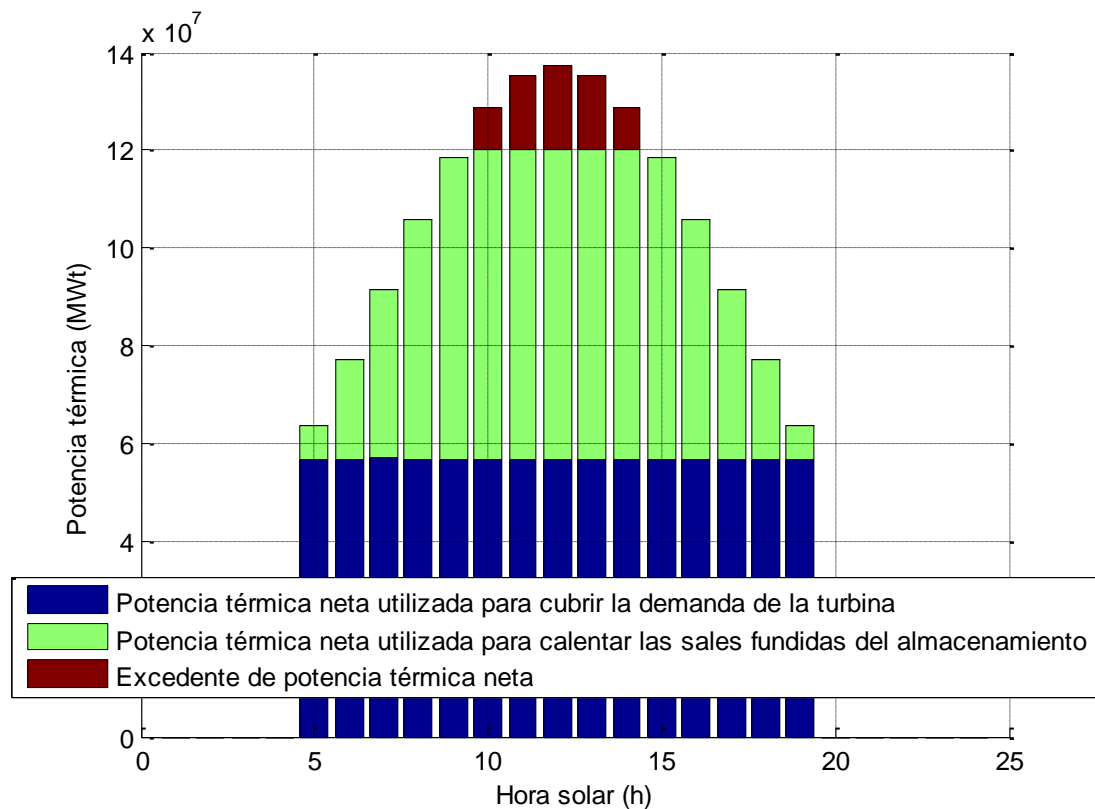


Ilustración 52: Potencia térmica neta utilizada y excedente

Durante todas las horas de luz solar se cubre la potencia de 19.9 MWe demandada por la turbina de la planta. Para asegurar dicha demanda, se emplean alrededor de 56,8 MWt. Una vez asegurada la potencia eléctrica de la turbina, los heliostatos siguen reflejando la radiación solar sobre el receptor principal hasta alcanzar la potencia térmica de dicho receptor con el fin de calentar las sales fundidas del almacenamiento. Una vez superados los 120 MWt en el receptor principal, este no es capaz de absorber más potencia por lo que el excedente de energía térmica debe ser dirigido hacia el segundo receptor.

El periodo de tiempo en el que existe un excedente de potencia térmica en el receptor principal corresponde con las horas centrales del día, entre las 9:30 y las 14:30 hora solar, alcanzando al mediodía solar un valor máximo de 17,295 MWt.

En el siguiente gráfico se puede observar el desglose horario del número de heliostatos necesarios para cubrir la demanda de la turbina, del número de heliostatos que aportan energía térmica al fluido de trabajo del receptor principal y del número de heliostatos que se deben desorientar ya que aportan un excedente de energía térmica al receptor principal que podría dañar los equipos de la instalación.

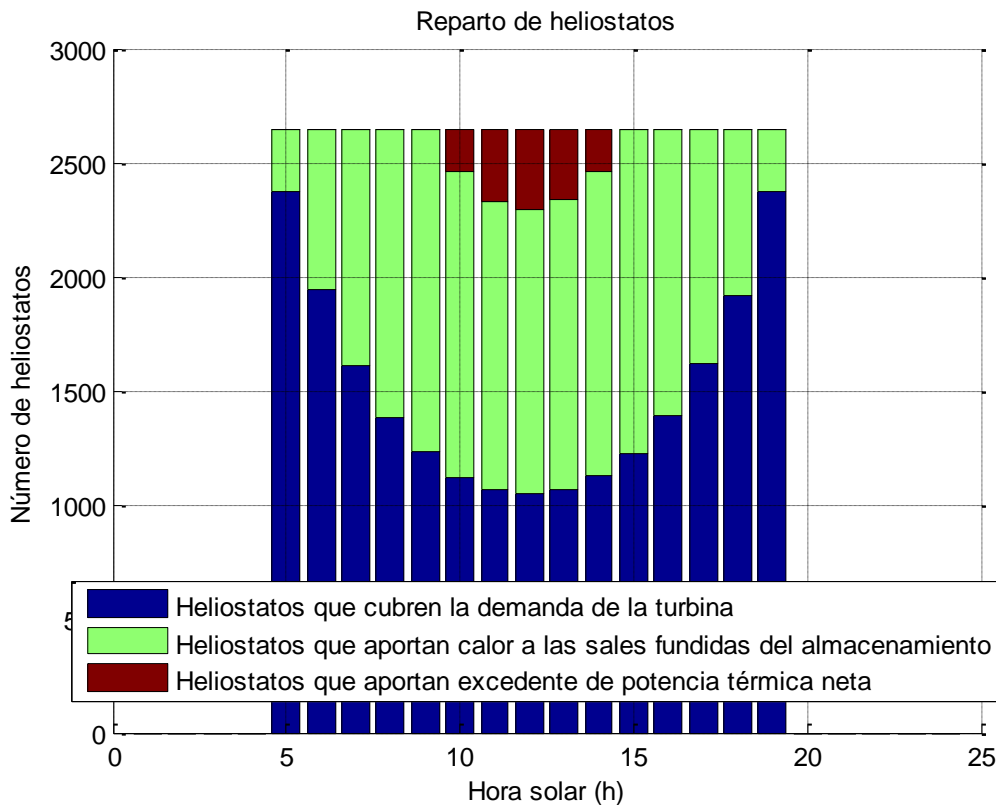


Ilustración 53: Heliostatos sin desviar y desviados

Como se puede observar, el número de heliostatos necesarios para cubrir la demanda de la turbina decrece a medida que pasan las horas hasta alcanzar un mínimo al mediodía solar, momento a partir del cual vuelve a crecer con el paso de las horas.

Una vez alcanzada la potencia térmica de 120 MWt del receptor principal, se deben desorientar los heliostatos para que reflejen los rayos solares hacia el segundo receptor. Esto ocurre entre las 9:30 y las 14:30 hora solar. Para el resto de horas, todos los heliostatos reflejan la radiación solar incidente sobre el receptor principal.

El número de heliostatos que reflejan los rayos solares al segundo receptor aumenta de 9:30 a 12:00, momento en el cual el número de heliostatos desviados alcanza un valor máximo de 347 heliostatos. A partir de ese momento, su valor vuelve a decrecer hasta las 14:30 hora solar, cuando todos los heliostatos vuelven a reflejar la radiación incidente sobre el receptor principal.

Para ayudar a entender mejor las figuras que vienen a continuación, es necesario hablar antes de las proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol. A continuación se representan dichas proyecciones para diferentes días del año. Se recuerda que la simulación se realiza para el 21 de junio, correspondiendo con el solsticio de verano.

Como se observa en la siguiente figura, cogiendo como referencia la torre de la planta solar, el 21 de junio el Sol sale por el Noreste, se sitúa al Sur al mediodía solar cuando el Sol alcanza su cenit y se pone por el Noroeste. Esto resulta útil para ver dónde se sitúan los heliostatos del campo solar con mayor eficiencia en función del movimiento aparente del Sol.

Teniendo en cuenta que el Sol sale por el Noreste y sabiendo que las pérdidas vienen marcadas principalmente por el factor coseno, los heliostatos con mayor eficiencia se sitúan en el Suroeste del campo solar en las primeras horas de la mañana.

Del mismo modo, al situarse el Sol al Sur de la torre al mediodía solar, los heliostatos con mayor eficiencia se sitúan al Norte de la torre.

Si se tiene en cuenta que el Sol se pone por el Noroeste, los heliostatos con mayor eficiencia se situarán al Sureste de la torre en las últimas horas del día.

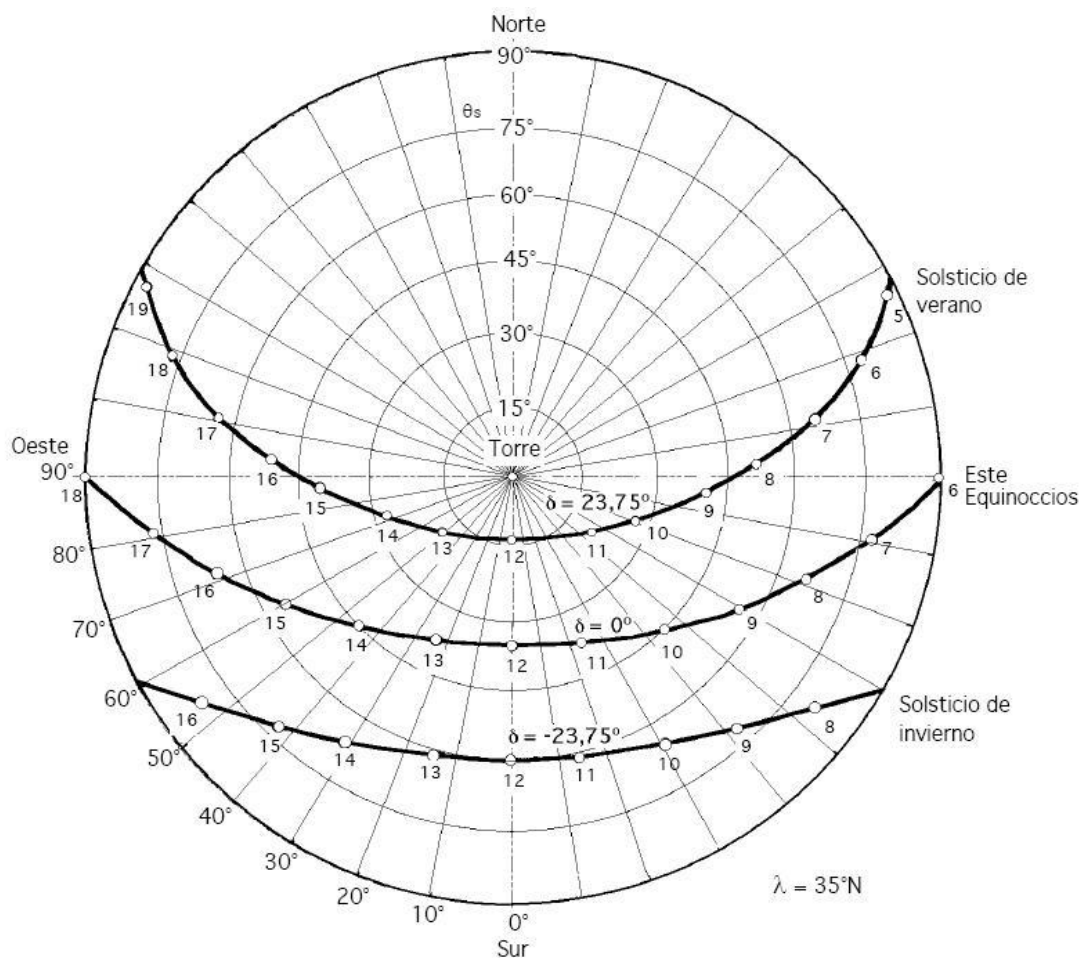


Ilustración 54: Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol [28]

A continuación, se representan, para cada hora, la eficiencia de los heliostatos del campo solar. Se recuerda que el código de colores es el detallado en el apartado 7.6.

La zona con mayor eficiencia del campo solar está representada en azul cian. Como se ha explicado, para el 21 de junio, el Sol sale por el Noreste, se sitúa al Sur al mediodía solar y se pone al Noroeste. La zona con los heliostatos más eficientes se situará por lo tanto al Suroeste durante las primeras horas de la mañana, al Norte a las 12:00 hora solar y al Sureste durante las últimas horas del día. Esto se comprueba en las siguientes ilustraciones:

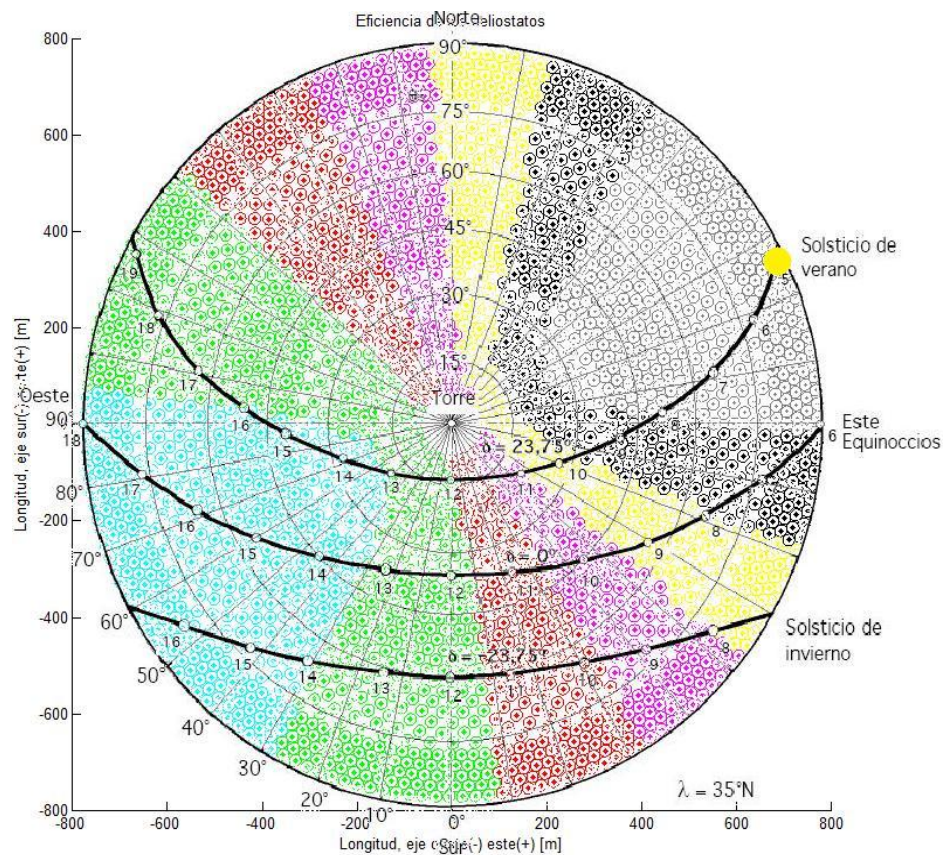


Ilustración 55: Eficiencia de los heliostatos a las 05:00 hora solar

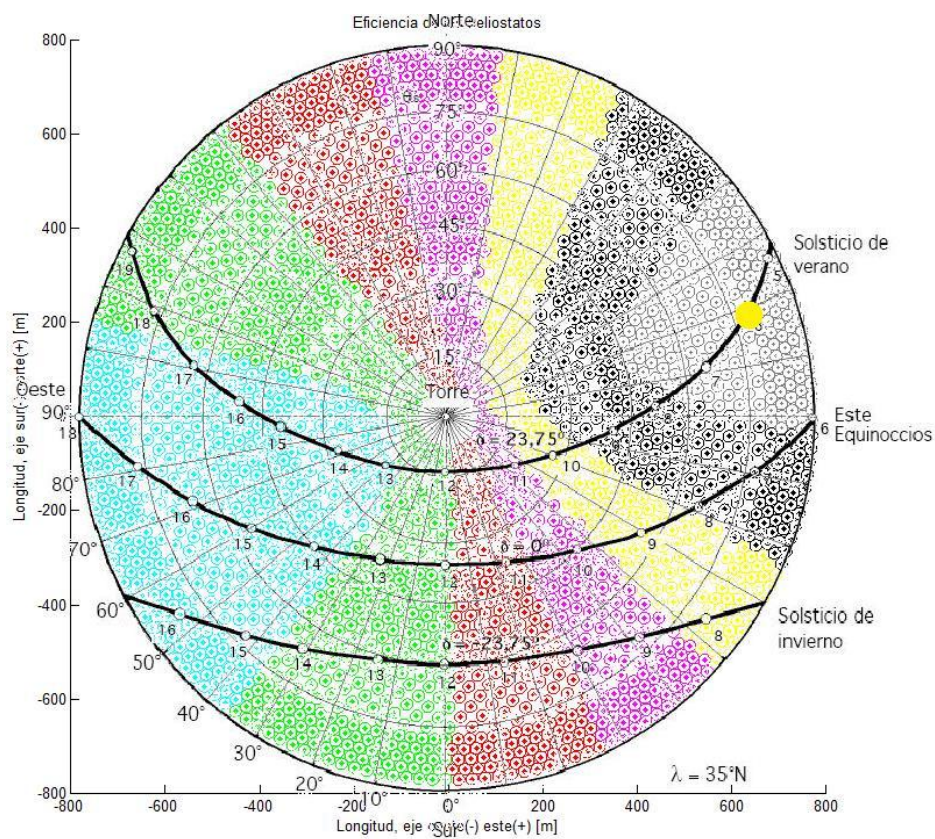


Ilustración 56: Eficiencia de los heliostatos a las 06:00 hora solar

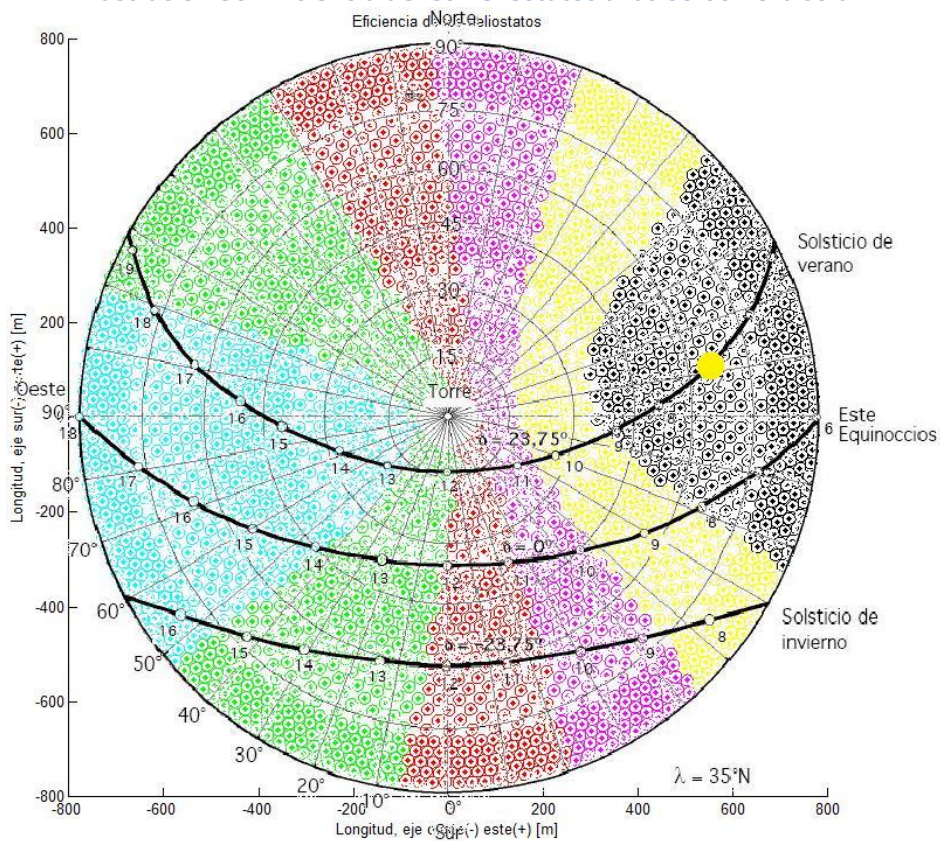


Ilustración 57: Eficiencia de los heliostatos a las 07:00 hora solar

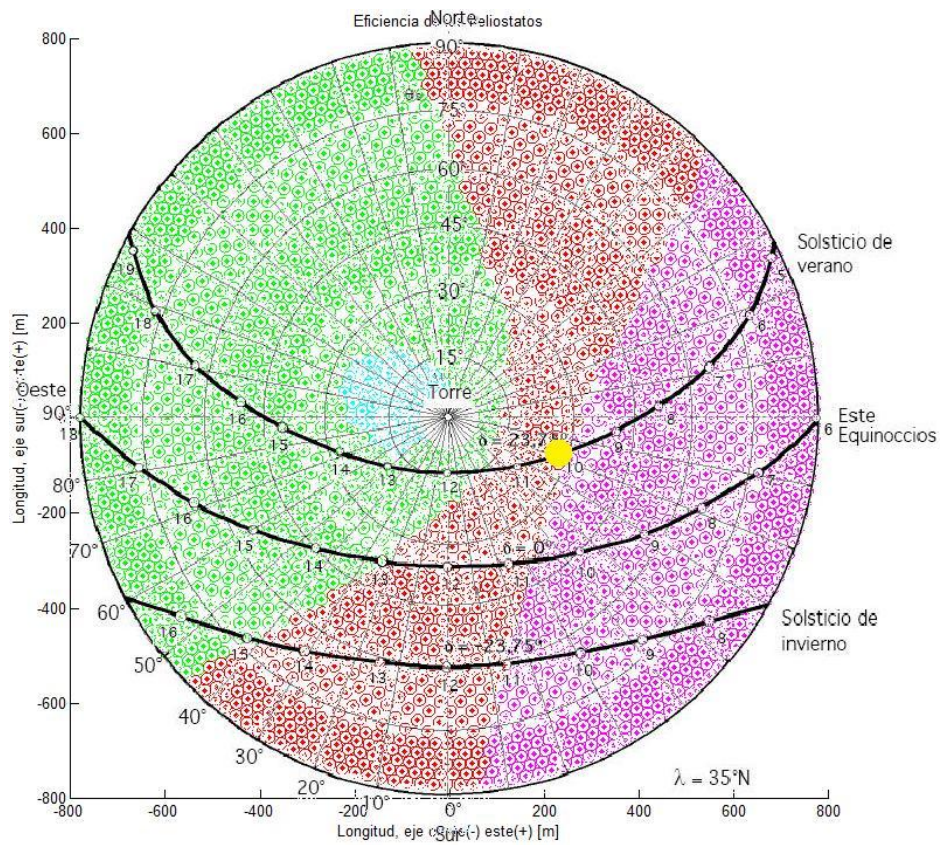


Ilustración 60: Eficiencia de los heliostatos a las 10:00 hora solar

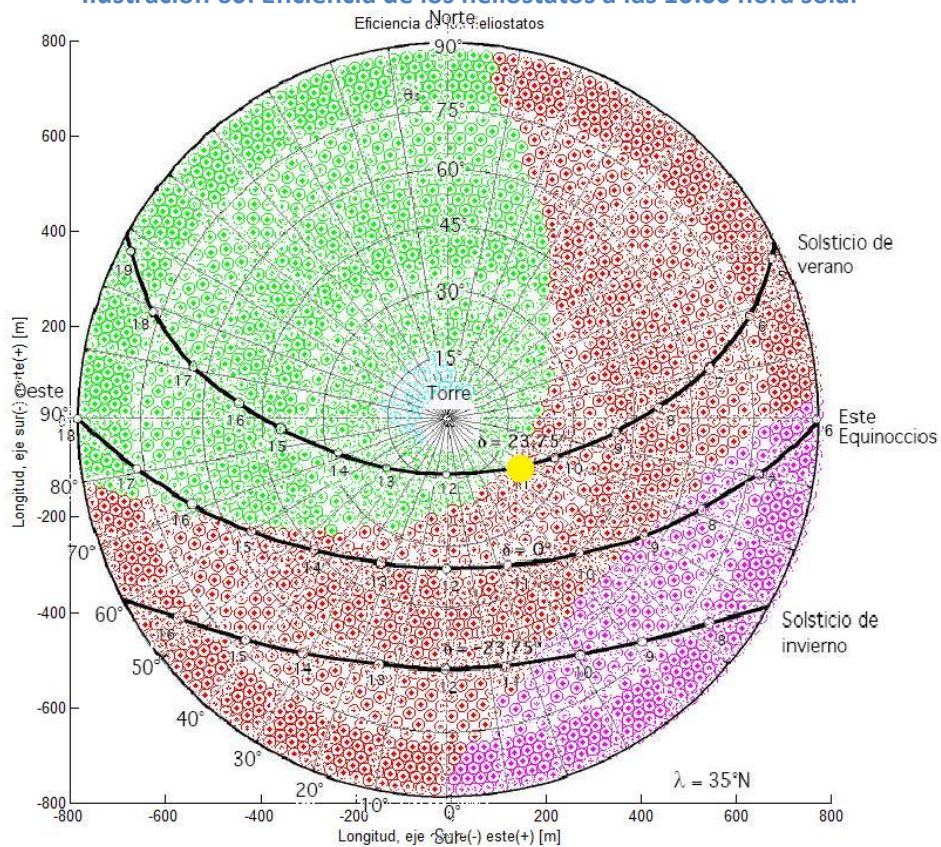


Ilustración 61: Eficiencia de los heliostatos a las 11:00 hora solar

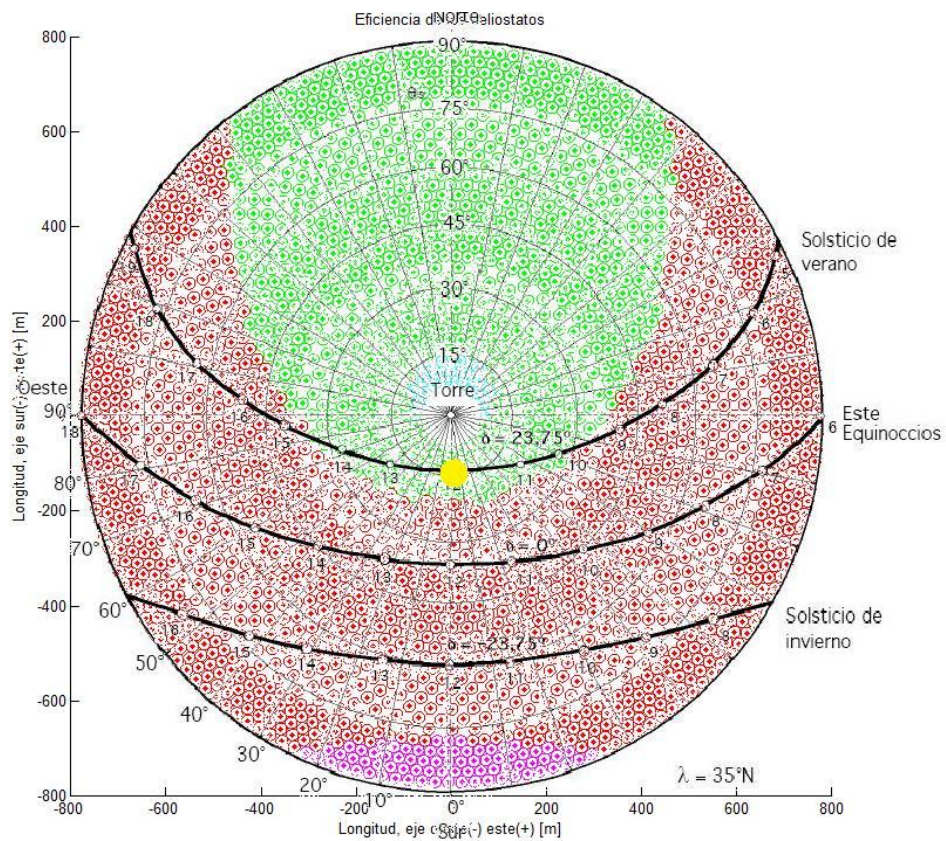


Ilustración 62: Eficiencia de los heliostatos a las 12:00 hora solar

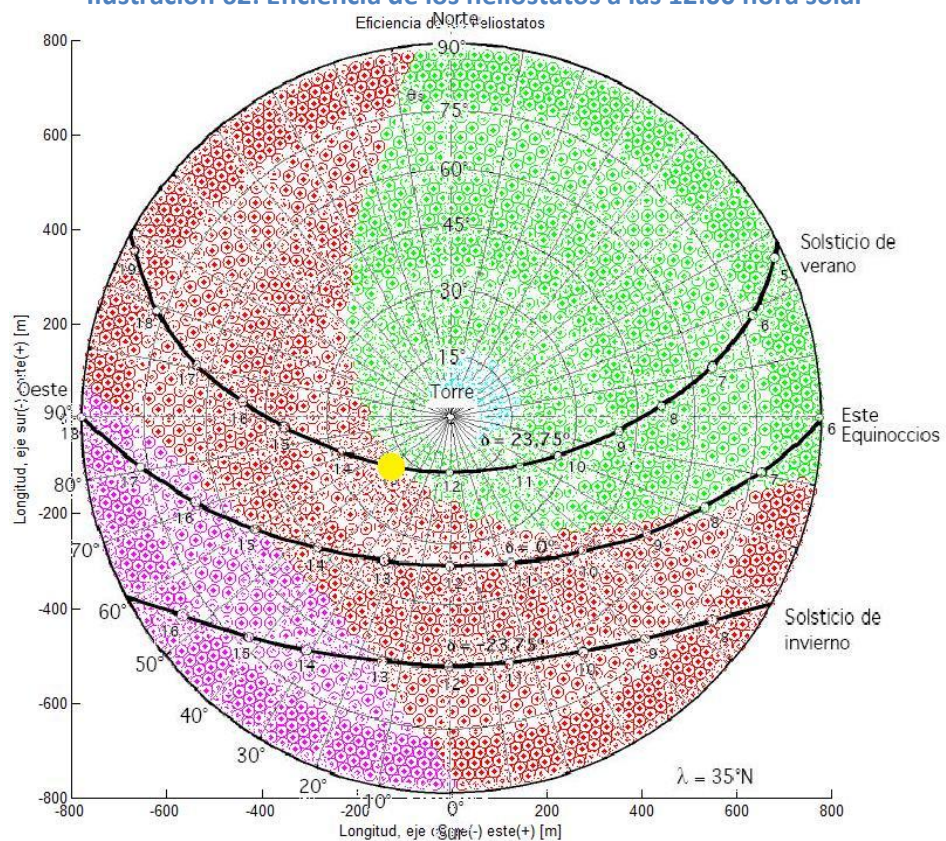


Ilustración 63: Eficiencia de los heliostatos a las 13:00 hora solar

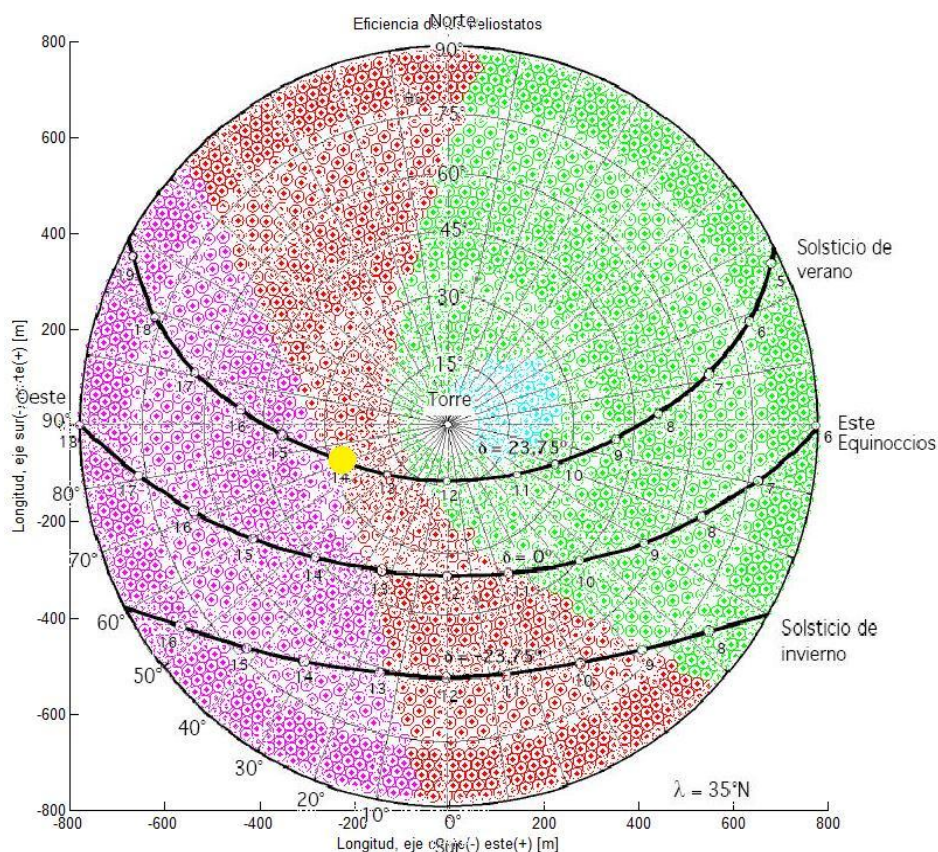


Ilustración 64: Eficiencia de los heliostatos a las 14:00 hora solar

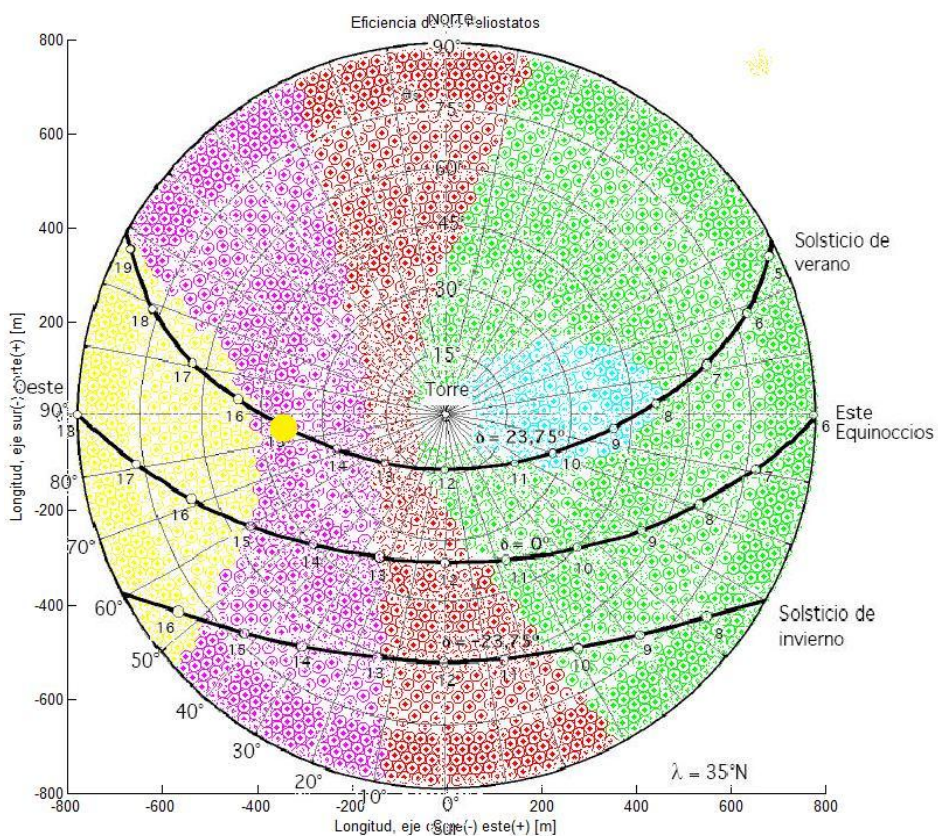


Ilustración 65: Eficiencia de los heliostatos a las 15:00 hora solar

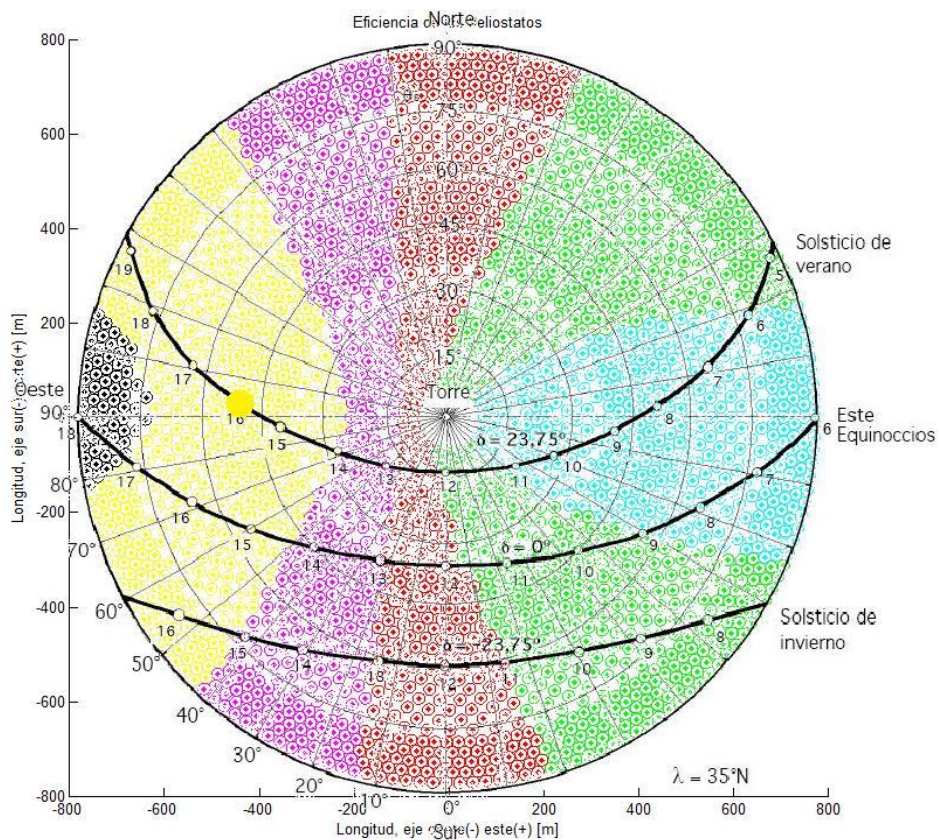


Ilustración 66: Eficiencia de los heliostatos a las 16:00 hora solar

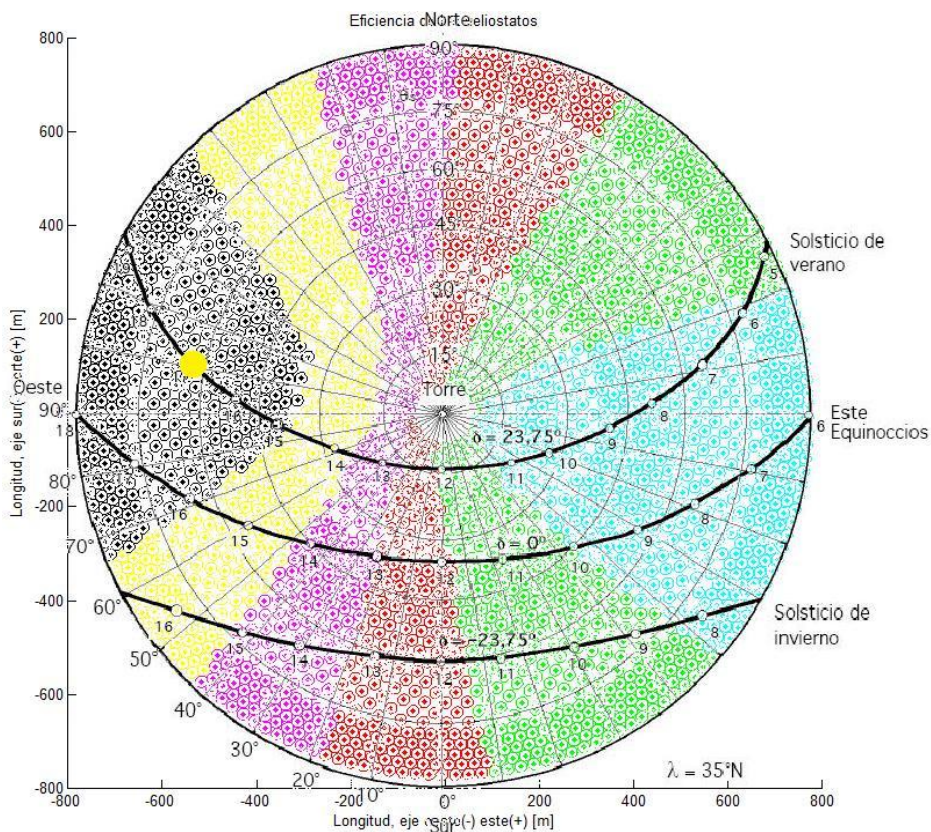


Ilustración 67: Eficiencia de los heliostatos a las 17:00 hora solar

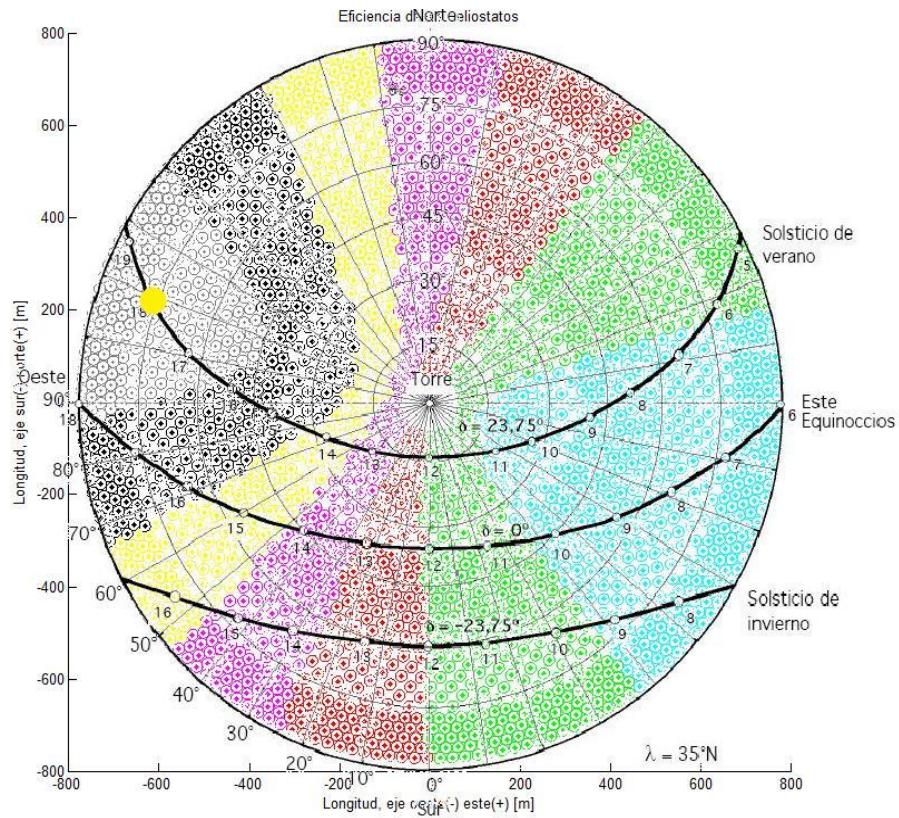


Ilustración 68: Eficiencia de los heliostatos a las 18:00 hora solar

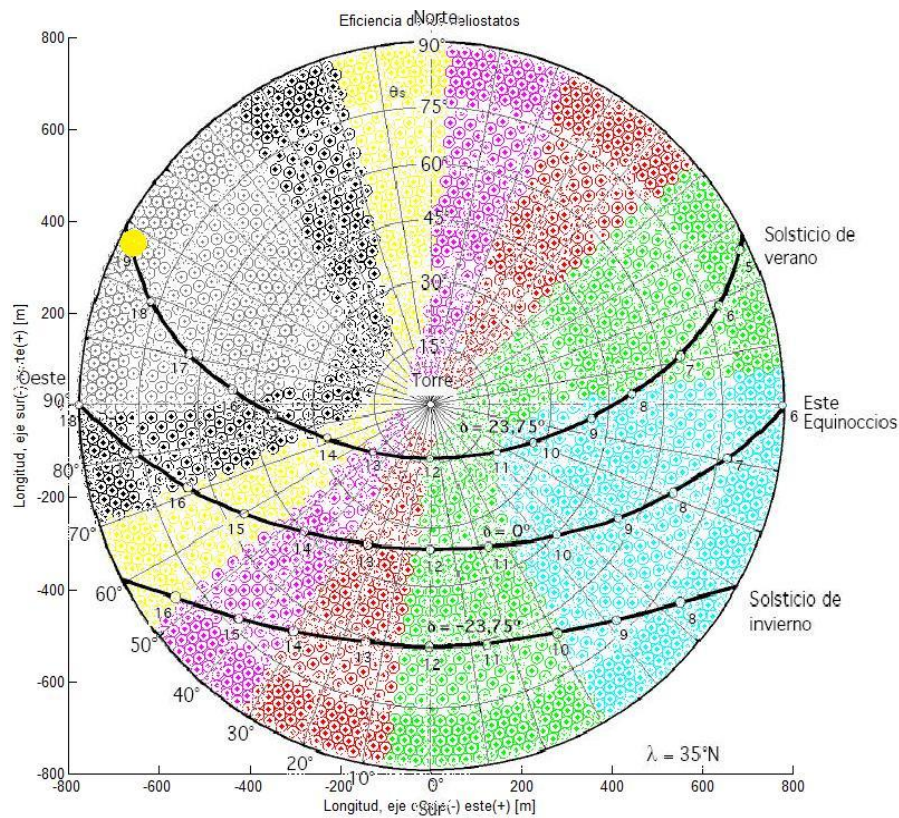


Ilustración 69: Eficiencia de los heliostatos a las 19:00 hora solar

8.2. Simulación para otros días del año

Dado que se contempla la posibilidad de aprovechar el excedente de energía térmica del campo de heliostatos con la colocación de un segundo receptor con el fin de utilizar dicho excedente para enfriar agua y alimentar así una red de *district cooling*, se ha simulado la central de Gemasolar para días del año en los que podría ser aprovechada esta energía para la climatización de espacios, es decir, para días previsiblemente calurosos del año.

Los días elegidos para llevar a cabo la simulación son los siguientes:

- 15 de mayo
- 15 de junio
- 15 de julio
- 15 de agosto
- 15 de septiembre

A continuación se ofrecen los resultados:

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal (MWh)	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	19,256	19,256	0	55,02	55,018	0	0	0	2645	0
2645	06:00	24,086	19,905	4,181	68,82	56,872	11,947	0	0	2645	0
2645	07:00	29,278	19,913	9,365	83,65	56,894	26,756	0	0	2645	0
2645	08:00	34,413	19,902	14,511	98,32	56,864	41,459	0	0	2645	0
2645	09:00	39,044	19,904	19,140	111,55	56,868	54,687	0	0	2645	0
2645	10:00	42,728	19,906	22,822	122,08	56,874	63,131	2,076	2,068	2604	41
2645	11:00	45,098	19,916	25,183	128,85	56,903	63,131	8,819	8,772	2458	187
2645	12:00	45,913	19,903	26,010	131,18	56,864	63,156	11,159	11,093	2405	240
2645	13:00	45,098	19,912	25,186	128,85	56,892	63,116	8,844	8,794	2454	191
2645	14:00	42,728	19,914	22,814	122,08	56,898	63,116	2,065	2,048	2587	58
2645	15:00	39,043	19,901	19,142	111,55	56,861	54,692	0	0	2645	0
2645	16:00	34,412	19,91	14,512	98,32	56,859	41,462	0	0	2645	0
2645	17:00	29,277	19,904	9,373	83,65	56,869	26,779	0	0	2645	0
2645	18:00	24,086	19,905	4,181	68,82	56,871	11,945	0	0	2645	0
2645	19:00	19,256	19,256	0	55,02	55,017	0	0	0	2645	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de mayo

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal (MWh)	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	22,208	19,907	2,301	63,45	56,876	6,574	0	0	2645	0
2645	06:00	26,926	19,912	7,014	76,93	56,891	20,039	0	0	2645	0
2645	07:00	31,962	19,906	12,055	91,32	56,875	34,444	0	0	2645	0
2645	08:00	36,925	19,900	17,024	105,50	56,859	48,640	0	0	2645	0
2645	09:00	41,378	19,903	21,474	118,22	56,866	61,355	0	0	2645	0
2645	10:00	44,917	19,905	25,012	128,33	56,872	63,174	8,288	8,245	2468	177
2645	11:00	47,192	19,906	27,286	134,83	56,874	63,169	14,791	14,705	2338	307
2645	12:00	47,974	19,909	28,065	137,07	56,882	63,132	17,054	16,957	2302	343
2645	13:00	47,192	19,916	27,276	134,83	56,902	63,130	14,801	14,717	2341	304
2645	14:00	44,917	19,917	24,999	128,33	56,907	63,099	8,328	8,282	2465	180
2645	15:00	41,377	19,910	21,467	118,22	56,8886	61,334	0	0	2645	0
2645	16:00	36,924	19,917	17,007	105,50	56,907	48,590	0	0	2645	0
2645	17:00	31,961	19,908	12,053	9,132	56,880	34,437	0	0	2645	0
2645	18:00	26,925	19,903	7,022	7,693	56,866	20,063	0	0	2645	0
2645	19:00	22,207	19,903	2,305	6,345	56,865	6,585	0	0	2645	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de junio

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal (MWh)	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	22,378	19.901	2,477	63,94	56,861	7,077	0	0	2645	0
2645	06:00	27,256	19.909	7,347	77,87	56,883	20,990	0	0	2645	0
2645	07:00	32,477	19.908	12,569	92,79	56,880	35,913	0	0	2645	0
2645	08:00	37,625	19.906	17,718	107,50	56,875	50,624	0	0	2645	0
2645	09:00	42,252	19.912	22,340	120,72	56,893	63,149	0,680	0,678	2633	12
2645	10:00	45,924	19.920	26,004	131,21	56,915	63,095	11,201	11,144	2415	230
2645	11:00	48,287	19.914	28,373	137,96	56,897	63,119	17,947	17,847	2288	357
2645	12:00	49,107	19.904	29,203	140,31	56,868	63,142	20,295	20,177	2243	402
2645	13:00	48,287	19.902	28,384	137,96	56,864	63,175	17,923	17,822	2286	359
2645	14:00	45,924	19.912	26,011	131,21	56,893	63,119	11,199	11,133	2400	245
2645	15:00	42,252	19.918	22,334	120,72	56,909	63,102	0,709	0,701	2621	24
2645	16:00	37,624	19.901	17,723	107,50	56,861	50,637	0	0	2645	0
2645	17:00	32,477	19.909	12,568	92,79	56,883	35,908	0	0	2645	0
2645	18:00	27,255	19.911	7,344	77,87	56,889	20,983	0	0	2645	0
2645	19:00	22,378	19.901	2,477	63,94	56,859	7,077	0	0	2645	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de julio

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal (MWh)	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	06:00	23,395	19,911	3,484	66,84	56,889	9,954	0	0	2645	0
2645	07:00	28,906	19,902	9,004	82,59	56,863	25,726	0	0	2645	0
2645	08:00	34,382	19,900	14,481	98,23	56,858	41,376	0	0	2645	0
2645	09:00	39,311	19,908	19,423	112,38	56,880	55,495	0	0	2645	0
2645	10:00	43,277	19,917	23,360	123,65	56,906	63,124	3,619	3,598	2562	83
2645	11:00	45,818	19,916	25,902	130,91	56,903	63,115	10,891	10,832	2415	230
2645	12:00	46,695	19,906	26,789	133,41	56,875	63,136	13,403	13,323	2360	285
2645	13:00	45,818	19,900	25,918	130,91	56,858	63,182	10,869	10,803	2406	239
2645	14:00	43,277	19,901	23,376	123,65	56,859	63,187	3,602	3,577	2554	91
2645	15:00	39,331	19,917	19,414	112,37	56,904	55,470	0	0	2645	0
2645	16:00	34,381	19,912	14,469	98,23	56,892	41,340	0	0	2645	0
2645	17:00	28,906	19,900	9,005	82,59	56,858	25,730	0	0	2645	0
2645	18:00	23,395	19,908	3,487	66,84	56,880	9,962	0	0	2645	0
2645	19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 7: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de agosto

Número de heliostatos	Hora solar	Energía eléctrica neta producible (MWh)	Energía eléctrica neta producida (MWh)	Excedente de energía eléctrica neta (MWh)	Energía térmica neta que se podría aportar a las sales (MWh)	Energía térmica neta utilizada para generar energía eléctrica (MWh)	Energía térmica neta aportada a las sales del almacenamiento (MWh)	Excedente de energía térmica neta en el receptor principal (MWh)	Energía térmica neta aportada al fluido del segundo receptor	Número de heliostatos sin desviar	Número de heliostatos desviados
2645	01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	06:00	20,241	19,906	0,335	57,83	56,875	0,956	0	0	2645	0
2645	07:00	26,352	19,907	6,445	75,29	56,877	18,415	0	0	2645	0
2645	08:00	32,481	19,904	12,578	92,80	56,867	35,936	0	0	2645	0
2645	09:00	38,052	19,909	18,143	108,72	56,883	51,836	0	0	2645	0
2645	10:00	42,519	19,912	22,607	121,48	56,892	63,114	1,477	1,473	2617	28
2645	11:00	45,404	19,919	25,486	129,73	56,910	63,091	9,726	9,677	2441	204
2645	12:00	46,413	19,913	26,499	132,61	56,896	63,141	12,571	12,497	2371	274
2645	13:00	45,404	19,912	25,492	129,73	56,893	63,139	9,695	9,640	2432	213
2645	14:00	42,519	19,905	22,613	121,48	56,873	63,146	1,463	1,448	2598	47
2645	15:00	38,051	19,901	18,150	108,72	56,859	51,858	0	0	2645	0
2645	16:00	32,480	19,904	12,576	92,80	56,869	35,932	0	0	2645	0
2645	17:00	26,346	19,910	6,437	75,28	56,885	18,390	0	0	2645	0
2645	18:00	20,240	19,906	0,334	57,83	56,875	0,954	0	0	2645	0
2645	19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2645	24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 8: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de septiembre

9. CONCLUSIONES

Los resultados de la energía térmica aportada al fluido de trabajo del segundo receptor para los diferentes días de la simulación se recogen en la siguiente tabla:

Hora solar	Energía térmica aportada al fluido de trabajo del segundo receptor (MWh)				
	15 de mayo	15 de junio	15 de julio	15 de agosto	15 de septiembre
01:00	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0
08:00	0	0	0	0	0
09:00	0	0	0,678	0	0
10:00	2,068	8,245	11,144	3,598	1,473
11:00	8,772	14,705	17,847	10,832	9,677
12:00	11,093	16,957	20,177	13,323	12,497
13:00	8,794	14,717	17,822	10,803	9,64
14:00	2,048	8,282	11,133	3,577	1,448
15:00	0	0	0,701	0	0
16:00	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0

Tabla 9: Tabla de resultados obtenidos en la simulación del 15 de septiembre

Como se puede observar, entre mediados del mes de mayo y mediados de septiembre, se podría aportar energía térmica al fluido de trabajo del segundo receptor durante las horas centrales del día, de 9:30 a 14:30 hora solar. Para el mes de julio, este periodo se ampliaría incluso a las horas comprendidas entre las 8:30 y las 15.30, llegándose a alcanzar valores de 20,177 MWt al mediodía solar.

Para los meses de mayo y septiembre, la simulación nos ofrece unos resultados de energía térmica aportada al fluido de trabajo del segundo receptor que superan durante tres horas los 8 MWt e incluso los 10 MWt durante la hora central del día.

Para los meses de junio y agosto, la energía térmica aportada al fluido de trabajo del segundo receptor supera los 10 MWt durante tres horas mientras que para el mes de julio este valor se supera para cinco horas consecutivas.

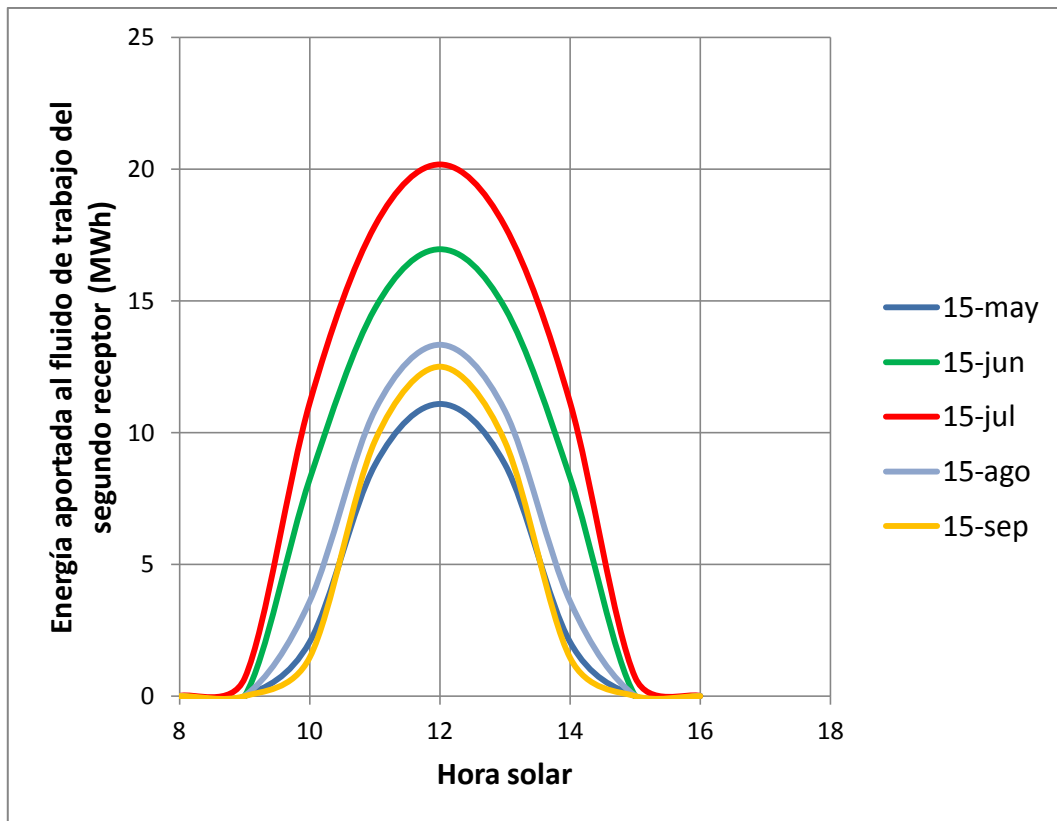


Ilustración 70: Energía aportada al fluido de trabajo del segundo receptor

Estos resultados nos hacen pensar que la energía térmica recibida por el fluido de trabajo del segundo receptor podría ser lo suficientemente importante como para valorar su utilización para enfriar agua mediante una máquina de absorción y abastecer una red de district cooling para la climatización de espacios o procesos industriales situados cerca de la planta.

Una vez obtenidos los valores orientativos de energía térmica aportada al fluido de trabajo del segundo receptor, sería necesario estudiar la viabilidad del proyecto, valorando tanto los costes como la eficiencia del sistema. Este proyecto queda por lo tanto abierto a futuros estudios. Por un lado habría que comprobar, con el campo de heliostatos actual, la utilidad del sistema calculando la potencia frigorífica que se podría aportar al consumidor final. En el caso de no ser suficiente la potencia térmica recibida por el fluido de trabajo del segundo receptor para enfriar la cantidad suficiente de agua para abastecer a la red de district cooling, se podrían estudiar posibles soluciones sin perder de vista el aspecto económico, como por ejemplo la instalación de nuevos anillos de heliostatos en el campo solar siempre y cuando se obtenga un beneficio y los costes sean asumibles.

Código de la programación

```
clc
clear all
N=172; %21 de junio
%N=135; %15 de mayo
%N=152; %1 de junio
%N=166; %15 de junio
%N=182; %1 de julio
%N=196; %15 de julio
%N=213; %1 de agosto
%N=227; %15 de agosto
%N=244; %1 de septiembre
%N=258; %15 de septiembre
Ts=1:1:24;
Id=[0 0 0 0 437.1 507.9 578.7 644.7 701.3 744.8 772.1 781.4 772.1
744.8 701.3 644.7 578.7 507.9 437.1 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 381.2 456.9 532.6 603.1 663.7 710.2 739.4 749.3 739.4
710.2 663.7 603.1 532.6 456.9 381.2 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 368 437.9 507.7 572.8 628.7 671.6 698.5 707.7 698.5 671.6
628.7 572.8 507.7 437.9 368 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 434.9 505.9 576.8 642.9 699.6 743.2 770.6 779.9 770.6
743.2 699.6 642.9 576.8 505.9 434.9 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 408.6 478.6 548.5 613.7 669.6 712.6 739.6 748.8 739.6
712.6 669.6 613.7 548.5 478.6 408.6 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 440.2 514.1 588 656.8 715.9 761.2 789.7 799.5 789.7 761.2
715.9 656.8 588 514.1 440.2 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 0 455.7 532.1 603.4 664.6 711.5 741 751.1 741 711.5 664.6
603.4 532.1 455.7 0 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 0 448.7 530.9 607.5 673.3 723.8 755.5 766.3 755.5 723.8
673.3 607.5 530.9 448.7 0 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 0 411.7 501.1 584.4 656 710.9 745.4 757.1 745.4 710.9 656
584.4 501.1 411.7 0 0 0 0 0 0];
%Id=[0 0 0 0 0 398.2 495.6 586.4 664.3 724.2 761.8 774.8 761.8 724.2
664.3 586.4 495.5 398.2 0 0 0 0 0 0];
% Modelo de Spencer para el cálculo de la declinación solar
for h=1:length(Ts)
aux=N*((2*pi)/365);
delta=0.006918-0.399912*cos(aux)+0.070257*sin(aux)-
0.006758*cos(2*aux)+0.000907*sin(2*aux)-
0.002697*cos(3*aux)+0.00148*sin(3*aux);
% Ángulo horario [rad]
w=(2*pi/360)*(15*(Ts(h)-12));
% Ángulo de latitud [°]
phi_ang =37.467;
% Ángulo de latitud [rad]
phi_rad =phi_ang*2*pi/360;
% Ángulo de altitud solar [rad]
alfa=asin((sin(delta)*sin(phi_rad))+(cos(delta)*cos(w)*cos(phi_rad)));
% Ángulo cenital solar [rad]
thetaz=(pi/2)-alfa;
% Ángulo azimut solar [rad]
Adobleprima=real(acos(((sin(delta)*cos(phi_rad)-
cos(delta)*cos(w)*sin(phi_rad)))/(cos(alfa))));
% Inicio en sentido sur
if w <= 0
A =Adobleprima-pi;
elseif w > 0
A = pi-Adobleprima;
```

```

end
% Altura torre óptica [m]
THT=140;
% Altura receptores [m]
LR=10.5;
% Diámetro receptores [m]
DR=8.4;
% Potencia de receptores [Wt]
Q=120e6;
% Rendimiento receptores
nurec=0.9;
% Altura heliostatos [m]
LH=10.95;
% Área de un heliostato [m2]
AH=120;
% Relación de área de espejo en el heliostato
AmAh = 0.9583;
% Factor de seguridad entre heliostatos
ds = 0.85;
% Radio mínimo del campo de heliostatos [m]
rmin = 75;
% Factor de bloqueos
fb = 0.99;
%Factor reflectividad de espejos
fre = 0.9;
% Factor de sombras
fs=0.99;
% Factor desbordamiento de flujo
fdf=0.97;
% Factor atenuación atmosférica
faa=0.95;
% Factor de pérdidas del receptor
fpr=0.9;
% Sistema de conversión de potencia
rendconvpot=0.35;
% Potencia eléctrica neta [MWe]
potelecneteta=19.9;
% Coordenadas del centro de la torre receptora
x1 = 0;
% Coordenadas del centro de la torre receptora
y1 = 0;
% Diagonal del heliostato [m]
DH = sqrt(2)*LH;
% Diagonal del heliostato considerando la distancia de seguridad [m]
DHs = (sqrt(2)+ds)*LH;
% Incremento de radio mínimo [m]
deltarmin = DHs*cos(30*(pi/180));
filas=zeros(1,33);
radio=zeros(1,33);
sumaeficiencias=0;
sumapotenciatermicanetadisponible=0;
sumapotenciatermicanetautilizada=0;
sumaexcedentepotenciatermicaneta=0;
sumapotenciaelectricanetadisponible=0;
sumapotenciaelectricanetautilizada=0;
sumaexcedentepotenciaelectricaneta=0;
sumapotenciatermicanetautilizadaparaproducirenergiaelectrica=0;
contador=0;
contador2=0;
sumapotenciatermicanetaensegundoreceptor=0;

```

```

%%%% Proceso iterativo de generación del campo de heliostatos %%%%%%%%%
for j = 1:length(filas)
    % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo azimutal
    (número de heliostatos por fila)
    cambio_radio = 0;
    % Parámetros iniciales del primer bucle
    if j == 1
        % Radio inicial [m]
        radio(j) = rmin;
        % Incremento ángulo azimut [rad]
        angulo_azimut(j) = 2*atan((DHs/2)/radio(j));
        % Incremento ángulo azimut [°]
        angulo_azimut_ang(j) = angulo_azimut(j)*(180/pi);
        % Incremento longitud arco azimut [m]
        arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
        % Número de heliostatos por fila []
        numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
        % Parámetros iniciales bucles siguientes
    elseif j ~= 1
        % Aproximación inicial del radio [m]
        radio(j)=radio(j-1)+deltarmin;
        if (radio(j)*angulo_azimut(j-1) <= 2*DHs)
            % Incremento ángulo azimut [rad]
            angulo_azimut(j) = angulo_azimut(j-1);
            % Incremento ángulo azimut [°]
            angulo_azimut_ang(j) = angulo_azimut(j)*(180/pi);
            % Incremento longitud arco azimut [m]
            arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
            % Número de heliostatos por fila []
            numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
        elseif (radio(j)*angulo_azimut(j-1) > 2*DHs)
            % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo
            azimutal (número de heliostatos por fila)
            cambio_radio = 1;
            radio(j)=radio(j)-deltarmin+DHs;
            % Incremento ángulo azimuth [rad]
            angulo_azimut(j) = 2*atan((DHs/2)/radio(j));
            % Incremento ángulo azimuth [°]
            angulo_azimut_ang(j) = angulo_azimut(j)*(180/pi);
            % Incremento longitud arco azimuth [m]
            arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
            % Número de heliostatos por fila
            numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
        end
    end
    % Colocación heliostatos en el campo con ángulo azimutal
    equidistante [rad]
    % Bucle inicial
    if j == 1
        tetha = linspace(0, (2*pi) -
        (angulo_azimut(j)/2), 2*floor(numhel(j)));
    % Bucles siguientes
    elseif j ~= 1
        tetha=linspace((tetha(1)+tetha(3))/2, ((tetha(1)+tetha(3))/2)+(2*pi) -
        (angulo_azimut(j)/2), 2*floor(numhel(j)));
    end
    for i = 1:2*floor(numhel(j))
        radios(i) = radio(j);
    end
end

```

```

        % Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la
superficie del heliostato [rad]
        omegainc(i) = 0.5*acos(( ( (THT-(LR/2)-LH)*sin(alfa) )-(
radios(i)*sin(tetha(i))*cos(alfa)*sin(A) )-
(radios(i)*cos(tetha(i))*cos(alfa)*cos(A)))/(norm([THT-(LR/2)-
LH,radios(i)*cos(tetha(i)),radios(i)*sin(tetha(i))])));
    end
    % Una vez obtenidos los radios definitivos, se pasan las
coordenadas de los heliostados de coordenadas polares a cartesianas
    for i = 1:2*floor(numhel(j))
        % Coordenadas cartesianas de cada heliostato [m]
        x(i) = -radios(i)*sin(tetha(i));
        y(i) = -radios(i)*cos(tetha(i));
        %Eficiencia para cada heliostato []
        if Id(h)==0
            eficiencia(i)=0;
            potenciatermicanetadisponible(i)=0;
            potenciaelectricanetadisponible(i)=0;
        else
            eficiencia(i) = cos(omegainc(i))*fre*fs*fb*faa*fdf*fpr;

potenciatermicanetadisponible(i)=Id(h)*AH*AmAh*eficiencia(i);

potenciaelectricanetadisponible(i)=Id(h)*AH*AmAh*eficiencia(i)*rendcon
vpot;
        end
    end
    % Coordenadas cartesianas
    sv_x = zeros(floor(numhel(j)),1);
    sv_y = zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Coordenadas polares
    sv_radios = zeros(floor(numhel(j)),1);
    sv_tetha = zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Eficiencia
    sv_efi = zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Potencia térmica neta
    sv_pottermneta=zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Potencia eléctrica neta
    sv_potelecnet=zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Ángulo de incidencia
    sv_omegainc = zeros(floor(numhel(j)),1);
    % Selección de los valores correspondientes a cada heliostato
calculado
    for i = 1:floor(numhel(j))
        sv_x(i) = x((i*2)-1);
        sv_y(i) = y((i*2)-1);
        sv_radios(i) = radios((i*2)-1);
        sv_tetha(i) = tetha((i*2)-1);
        sv_efi(i) = eficiencia((i*2)-1);
        sv_pottermneta(i)=potenciatermicanetadisponible((i*2)-1);
        sv_potelecnet(i)=potenciaelectricanetadisponible((i*2)-1);
        sv_omegainc(i) = omegainc((i*2)-1);
        if sumapotenciatermicanetadisponible<120e6

sumapotenciatermicanetautilizada=sumapotenciatermicanetautilizada+sv_p
ottermneta(i);
            contador2=contador2+1;
        elseif sumapotenciatermicanetadisponible>=120e6

```



```

sumaexcedentepotenciatermicaneta=sumaexcedentepotenciatermicaneta+sv_p
ottermneta(i);
    end

sumapotenciatermicanetadisponible=sumapotenciatermicanetadisponible+sv
_pottermneta(i);
    if sumapotenciaelectricanetadisponible<19.9e6

sumapotenciaelectricanetautilizada=sumapotenciaelectricanetautilizada+
sv_potelecneteta(i);

sumapotenciatermicanetautilizadaparaproducirenergiaelectricasumapoten
ciatermicanetautilizadaparaproducirenergiaelectricasv_pottermneta(i);
    contador=contador+1;
    elseif sumapotenciaelectricanetadisponible>=19.9e6

sumaexcedentepotenciaelectricaneta=sumaexcedentepotenciaelectricaneta+
sv_potelecneteta(i);
    end

sumapotenciaelectricanetadisponible=sumapotenciaelectricanetadisponibl
e+sv_potelecneteta(i);
    end
    % Almacenaje de coordenadas cartesianas y eficiencia de cada
heliostato
    if j == 1
        save_x = sv_x;
        save_y = sv_y;
        save_radios1 = sv_radios;
        save_tetha1 = sv_tetha;
        save_efi = sv_efi;
        save_pottermneta=sv_pottermneta;
        save_potelecneteta=sv_potelecneteta;
        save_omegainc1 = sv_omegainc;
    elseif j ~= 1
        save_x = [save_x;sv_x];
        save_y = [save_y;sv_y];
        save_radios1 = [save_radios1;sv_radios];
        save_tetha1 = [save_tetha1;sv_tetha];
        save_efi = [save_efi;sv_efi];
        save_pottermneta=[save_pottermneta;sv_pottermneta];
        save_potelecneteta=[save_potelecneteta;sv_potelecneteta];
        save_omegainc1 = [save_omegainc1;sv_omegainc];
    end
    % Reinicio de variables cartesianas
    clear x;
    clear y;
end
%%% Gráficas
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Gráficas 5 a 49
if Id(h)>0
    figure(h); hold on;
    % Punto central
    plot(x1,y1,'ks');
    % Eficiencia de los heliostatos
    for i = 1:length(save_x);
        c=linspace(0,2*pi,100);
        u=save_x(i)+(DHS/2)*cos(c(:));

```

```

v=save_y(i)+(DHs/2)*sin(c(:));
% Colores en función de la eficiencia
if save_efi(i) >= 0.80
plot(save_x(i),save_y(i),'b. ');
plot(u,v,'b','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.70
plot(save_x(i),save_y(i),'c. ');
plot(u,v,'c','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.60
plot(save_x(i),save_y(i),'g. ');
plot(u,v,'g','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.50
plot(save_x(i),save_y(i),'r. ');
plot(u,v,'r','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.40
plot(save_x(i),save_y(i),'m. ');
plot(u,v,'m','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.30
plot(save_x(i),save_y(i),'y. ');
plot(u,v,'y','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0.20
plot(save_x(i),save_y(i),'k. ');
plot(u,v,'k','linewidth',1);
elseif save_efi(i) >= 0
plot(save_x(i),save_y(i),'color',[0.5 0.5 0.5]);
plot(u,v,'color',[0.5 0.5 0.5],'linewidth',1);
end
end
% Textos y ejes
title('Eficiencia de los heliostatos');
xlabel('Longitud, eje oeste(-) este(+) [m]');
ylabel('Longitud, eje sur(-) norte(+) [m]');
axis equal;
axis ([-800 800 -800 800]);
figure(h+15); hold on;
% Punto central
plot(x1,y1,'ks');
for i = 1:length(save_x);
c=linspace(0,2*pi,100);
u=save_x(i)+(DHs/2)*cos(c(:));
v=save_y(i)+(DHs/2)*sin(c(:));
if i<=contador
plot(save_x(i),save_y(i),'b. ');
plot(u,v,'b','linewidth',1);
elseif i<=contador2
plot(save_x(i),save_y(i),'g. ');
plot(u,v,'g','linewidth',1);
else
plot(save_x(i),save_y(i),'r. ');
plot(u,v,'r','linewidth',1);
end
end
title('Reparto de heliostatos');
xlabel('Longitud, eje oeste(-) este(+) [m]');
ylabel('Longitud, eje sur(-) norte(+) [m]');
axis equal;
axis ([-800 800 -800 800]);
hold off;
end
% Resultados

```

```

energiatermicanetaque se podria aportar a las sales fundidas(h)=sumapotenciatermicaneta
disponible*1;

energiatermicanetaaportada a las sales fundidas(h)=sumapotenciatermicaneta
utilizada*1-
sumapotenciatermicanetautilizada para producir energia electrica*1;
    excedenteenergiatermicaneta(h)=sumaexcedentepotenciatermicaneta*1;
    if Id(h)>0
        heliostatosqueapuntanalreceptorprincipal(h)=contador2;
        heliostatosqueapuntanalreceptor2(h)=length(save_x)-contador2;
        heliostatosquecubrenlademandadelaturbina(h)=contador;

    heliostatosqueaportanexcedentedeenergialaturbina(h)=length(save_x)-
    contador;
    else
        heliostatosqueapuntanalreceptorprincipal(h)=0;
        heliostatosqueapuntanalreceptor2(h)=0;
        heliostatosquecubrenlademandadelaturbina(h)=0;
        heliostatosqueaportanexcedentedeenergialaturbina(h)=0;
    end

energiaelectricaneta producible(h)=sumapotenciaelectricaneta disponible*
1;

energiaelectricaneta producida(h)=sumapotenciaelectricanetautilizada*1;

excedenteenergiaelectricaneta(h)=sumaexcedentepotenciaelectricaneta*1;

energiatermicanetautilizada para generar energia electrica(h)=sumapotencia
termicanetautilizada para producir energia electrica*1;
    % Calculo de la nueva eficiencia para los heliostatos desviados
    if contador2<length(save_x)
        save_radios1caso2=save_radios1(contador2+1);
        save_tethalcaso2=save_tethal(contador2+1);
    end
    for i=contador2+2:length(save_x)
        save_radios1caso2=[save_radios1caso2;save_radios1(i)];
        save_tethalcaso2=[save_tethalcaso2;save_tethal(i)];
    end
    for k=1:length(save_x)-contador2;
        omegainccaso2(k)=0.5*acos(((THT-LR-(LR/2)-LH)*sin(alfa))-
        (save_radios1caso2(k)*sin(save_tethalcaso2(k))*cos(alfa)*sin(A))-
        (save_radios1caso2(k)*cos(save_tethalcaso2(k))*cos(alfa)*cos(A)))/(nor
        m([THT-LR-(LR/2)-
        LH,save_radios1caso2(k)*cos(save_tethalcaso2(k)),save_radios1caso2(k)*
        sin(save_tethalcaso2(k))])));
        eficienciacasos2(k) = cos(omegainccaso2(k))*fre*fs*fb*faa*fdf*fpr;

    potenciatermicanetaensegundoreceptor(k)=Id(h)*AH*AmAh*eficienciacasos2(
    k);

    sumapotenciatermicanetaensegundoreceptor=sumapotenciatermicanetaensegu
    ndoreceptor+potenciatermicanetaensegundoreceptor(k);
    end

energiatermicanetaensegundoreceptor(h)=sumapotenciatermicanetaensegund
oreceptor*1;
end
% Resultados

```

```

numerodeheliostatos=length(save_x)
energiaelectricanetaproducibleporhoras=energiaelectricanetaproducible
energiaelectricanetaproducidaporhoras=energiaelectricanetaproducida
excedenteenergiaelectricanetaaporhoras=excedenteenergiaelectricaneta
energiatermicanetaquesepodriaaportaralassalesfundidasaporhoras=energiatermicanetaquesepodriaaportaralassalesfundidas
energiatermicanetautilizadaparagenerarenergiaelectricaporhoras=energia
termicanetautilizadaparagenerarenergiaelectricaporhoras=energia
energiatermicanetaaportadaalassalesfundidasaporhoras=energiatermicaneta
aportadaalassalesfundidas
excedenteenergiatermicanetaaporhoras=excedenteenergiatermicaneta
energiatermicanetaensegundoreceptoraporhoras=energiatermicanetaensegundoreceptor
heliostatosqueapuntanalreceptorprincipalaporhoras=heliostatosqueapuntanalreceptorprincipal
heliostatosqueapuntanalreceptor2aporhoras=heliostatosqueapuntanalreceptor2
heliostatosquecubrenlademandadelaturbinaporhoras=heliostatosquecubrenlademandadelaturbina
heliostatosqueaportanexcedentedeenergiaalaturbinaporhoras=heliostatosqueaportanexcedentedeenergiaalaturbina
% Gráfica 35
figure(35); hold on;
for m=1:24
X(m,1)=energiaelectricanetaproducibleporhoras(m);
X(m,2)=0;
end
bar(X,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
title('Potencia eléctrica neta de la que se podría disponer');
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Potencia eléctrica (MWe)');
% Gráfica 36
figure(36); hold on;
for m=1:24
Y(m,1)=energiaelectricanetaproducidaporhoras(m);
Y(m,2)=excedenteenergiaelectricanetaaporhoras(m);
end
bar(Y,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Potencia eléctrica (MWe)');
h = legend('Potencia eléctrica neta utilizada','Excedente de potencia eléctrica neta',2);
set(h,'Interpreter','none')
hold off;
% Gráfica 37
figure(37); hold on;
for m=1:24
Z(m,1)=heliostatosquecubrenlademandadelaturbinaporhoras(m);
Z(m,2)=heliostatosqueaportanexcedentedeenergiaalaturbinaporhoras(m);
end
bar(Z,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
title('Reparto de heliostatos');
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Número de heliostatos');

```

```

h = legend('Heliostatos que aseguran la potencia eléctrica neta de la
turbina','Heliostatos que aportan excedente de energía a la
turbina',2);
set(h,'Interpreter','none')
hold off;
% Gráfica 38
figure(38); hold on;
for m=1:24
X2(m,1)=energiatermicanetaquese podriaaportar alassales fundidaspor horas (
m);
X2(m,2)=0;
end
bar(X2,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
title('Potencia térmica neta que se podría aportar a las sales
fundidas');
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Potencia térmica (MWt)');
% Gráfica 39
figure(39); hold on;
for m=1:24
Y2(m,1)=energiatermicanetautilizada para generarenergia electricapor horas
(m);
Y2(m,2)=energiatermicanetaaportada alassales fundidaspor horas (m);
Y2(m,3)=excedenteenergiatermicaneta por horas (m);
end
bar(Y2,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Potencia térmica (MWt)');
h = legend('Potencia térmica neta utilizada para cubrir la demanda de
la turbina','Potencia térmica neta utilizada para calentar las sales
fundidas del almacenamiento','Excedente de potencia térmica neta',3);
set(h,'Interpreter','none')
hold off;
% Gráfica 40
figure(40); hold on;
for m=1:24
Z2(m,1)=heliostatosque apuntanalreceptor principalpor horas (m);
Z2(m,2)=heliostatosque apuntanalreceptor2por horas (m);
end
bar(Z2,'stack');
grid on;
set(gca,'Layer','top')
title('Reparto de heliostatos entre los dos receptores');
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Número de heliostatos');
h = legend('Heliostatos que apuntan al receptor
principal','Heliostatos que apuntan al segundo receptor',2);
set(h,'Interpreter','none')
hold off;
% Gráfica 41
figure(41); hold on;
for m=1:24
H2(m,1)=heliostatosque cubren la demandadelaturbinapor horas (m);
H2(m,2)=heliostatosque apuntanalreceptor principalpor horas (m)-
heliostatosque cubren la demandadelaturbinapor horas (m);
H2(m,3)=heliostatosque apuntanalreceptor2por horas (m);

```

```

end
bar(H2, 'stack');
grid on;
set(gca, 'Layer', 'top')
title('Reparto de heliostatos');
xlabel('Hora solar (h)');
ylabel('Número de heliostatos');
h = legend('Heliostatos que cubren la demanda de la
turbina', 'Heliostatos que aportan calor a las sales fundidas del
almacenamiento', 'Heliostatos que aportan excedente de potencia térmica
neta', 3);
set(h, 'Interpreter', 'none')
hold off;

```

REFERENCIAS

- [1]. www.madrimasd.org
- [2]. renewableengineering.blogspot.com
- [3]. www.renewbl.com
- [4]. www.ssolar.net
- [5]. www.torresolenergy.com
- [6]. www.abeinsa.com
- [7]. eco.microsiervos.com
- [8]. www.abengoa.com
- [9]. energiasrenovadas.com
- [10]. www.ctaer.com
- [11]. www.iat.es
- [12]. Guía Básica de redes de distrito de calor y frío
- [13]. www.agenciaandaluzadelaenergia.es
- [14]. astronomiatualcance.blogspot.com
- [15]. www.fotosimagenes.org
- [16]. www.juntadeandalucia.es
- [17]. www.soopernova.com
- [18]. www.fullservices.com
- [19]. asociacionandromeda.blogspot.com
- [20]. www.ecopotencia.com
- [21]. www.ujaen.es
- [22]. www.nousol.com
- [23]. es.advisor.travel
- [24]. www.heliosnoticias.es
- [25]. www.adrformacion.com
- [26]. www.empresaeficiente.com
- [27]. <http://personales.unican.es/renedoc/Traspereencias%20WEB/Trasp%20AA/16%20DH&C%20C%20Enea.pdf>
- [28]. proyectotelematica.wikispaces.com

BIBLIOGRAFÍA

• Páginas y documentos en la red

- <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>
- <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf
- <http://www.juntadeandalucia.es/averroes/iesgaviota/fisiqui/relojsol/horas.htm>
- http://www.geogra.uah.es/jgabad/geo-plan-vegeta/docs_pdf/Ejercicio_Hora.pdf
- <http://www.sunearthtools.com/dp/tools/conversion.php?lang=es>
- <http://idd008cq.eresmas.net/Pagina54.htm>
- <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cosude/xxii.pdf>
- <http://www.eoi.es/blogs/luisarmandopagan/2012/01/18/gemasolar-desarrollo-y-construccion/>
- <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/1986/868018.pdf>
- <http://www.esiold.us.es/php/infgen/aulav/energrenov/ER-STC-04-05.pdf>
- <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4260/fichero/Memoria+PFC%252FCap%C3%A4Dtulo+5.Dise%C3%B1o+%C3%93ptimo+de+la+Planta.pdf>
- <http://www.cie.unam.mx/~rbb/Aprovechamiento-EnergiaSolar-AltaTemperatura.pdf>
- http://www.eoi.es/savia/pubman/item/eoi:36146:5/component/eoi:36145/EOI_ProyectoMERME_PlataTermoelectricaTorreCentral_2009.pdf
- http://www.ifema.es/ferias/genera/jornadas_genera/ciemat/j_i_burgaleta.pdf
- <http://www.ingenieroambiental.com/3008/CENTRALES%20TERMOSOLARES.pdf>
- <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4260/fichero/Memoria+PFC%252FCap%C3%A4Dtulo+2.+Sistemas+de+Receptor+Central.pdf>
- <http://www.scielo.org.pe/pdf/iigeo/v10n19/a07v10n19.pdf>
- <http://www.geografia.us.es/web/contenidos/profesores/materiales/archivos/PRACTICA2.pdf>
- http://www.solarpaces.org/Library/docs/CSP_2009_Spanish.pdf
- <http://es.scribd.com/doc/75629582/Calculo-Irradiacion-Solar>
- http://www.miliarium.com/ATECOS/Html/Soluciones/Fichas/District_heating_cooling.pdf
- <http://personales.unican.es/renedoc/Trasperecias%20WEB/Trasp%20AA/16%20DH&C%20C%20Enea.pdf>
- <http://www.cientificosaficionados.com/energia%20solar/aire%20acondicionado.pdf>
- <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=12>

• Libros y proyectos

- Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009. Publicado por Greenpeace Internacional, SolarPACES y ESTELA.
- Guía Técnica de la Energía Solar Termoeléctrica. Publicado por Madridsolar y Comunidad de Madrid.
- Guía Básica de Redes de Distrito de Calor y Frío. Publicado por la Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío.
- Diseño del campo de heliostatos para torres solares de receptor central. Alfonso Gómez Cristóbal.